



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

Julio Setsuo Tinen

**MODELAGEM E INVERSÃO DE COEFICIENTES DE REFLEXÃO
EM MEIOS FRATURADOS USANDO ALGORITMO GENÉTICO**

Dissertação apresentada ao Instituto de
Geociências como parte dos requisitos para
obtenção do título de Mestre em Geoengenharia
de Reservatórios

Orientador: Professor Doutor Ivan de Araújo Simões Filho

Co - Orientador: Professor Doutor Fernando Antônio Pereira Silveira Neves

Co - Orientador: Professor Doutor João dos Santos Protázio

Este exemplar corresponde à
redação final da dissertação
por Julio Setsuo Tinen
e aprovada por _____
em 11/12/98 _____
Orientadora

ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO - 1998



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

Julio Setsuo Tinen

**MODELAGEM E INVERSÃO DE COEFICIENTES DE REFLEXÃO
EM MEIOS FRATURADOS USANDO ALGORITMO GENÉTICO**

**Dissertação apresentada ao Instituto de
Geociências como requisito parcial para obtenção
do título de Mestre em Geoengenharia de
Reservatórios**

Orientador: Professor Doutor Ivan de Araújo Simões Filho – IG / UNICAMP

Co - Orientador: Professor Doutor Fernando A. Pereira Silveira Neves - IAG / USP

Co - Orientador: Professor Doutor João dos Santos Protázio – CCEN / UFPA

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO – 1998

IDADE	BC
CHAMADA:	
Ex.	
IMBO BC/	39176
LOC.	229/99
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
VALOR	R\$ 11,00
DATA	22/10/99
CPD	

CM-00136443-B

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA do I.G. – UNICAMP**

Tinen, Júlio Setsuo
T491m Modelagem e inversão de coeficientes de reflexão em meios fraturados usando algoritmo genético / Júlio Setsuo Tinen.-
Campinas, SP.: [s.n.], 1998.

Orientador: Ivan de Araújo Simões Filho, Fernando
Antônio Pereira da Silveira Neves, João dos Santos Protázio.
Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de
Campinas, Instituto de Geociências

1. Prospeção Sísmica. 2. Anisotropia. 3. Reservatórios.
4. Algoritmo 5. Modelagem I. Simões Filho, Ivan de
Araújo. II. Neves, Fernando Antônio Pereira da Silveira III.
Protázio, João dos Santos. IV. Universidade Estadual de
Campinas, Instituto de Geociências. V. Título



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

AUTOR: Julio Setsuo Tinen

**TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: MODELAGEM E INVERSÃO DE COEFICIENTES
DE REFLEXÃO EM MEIOS FRATURADOS USANDO ALGORITMO GENÉTICO**

ORIENTADOR: Professor Doutor Ivan de Araújo Simões Filho

CO - ORIENTADOR: Professor Doutor Fernando Antônio Pereira Silveira Neves

CO - ORIENTADOR: Professor Doutor João dos Santos Protázio

Aprovada em: 11 / 12 / 98

PRESIDENTE: Professor Doutor Ivan de Araújo Simões Filho

EXAMINADORES:

Prof. Dr. Ivan de Araújo Simões Filho - Presidente

Prof. Dr. Eduardo Lopes de Faria

Prof. Dr. Martin Tygel

Campinas, 11 de Dezembro de 1998

Vidya

Em Sânscrito: conhecimento da verdade, vivência filosófica que liberta

Ao meu pai, pelo incentivo nos estudos; a minha mãe, presente em todos os momentos, mesmo na eternidade, sem a qual não seria possível concluir mais esta etapa;

À minha querida irmã Miki e amigo Carlos, pela força e encorajamento, principalmente neste momento de evolução;

Dedico aos meus filhos Carolina e Pedro,

que me ensinam a viver todos os dias.

AGRADECIMENTOS

À PETROBRÁS, pela oportunidade deste aperfeiçoamento;

Aos orientadores e corpo docente da UNICAMP pelo crescimento das idéias e conceitos;

Ao Protázio e Jessé, pela permissão do uso do programa de modelagem;

Ao Engenheiro Moacir Cornetti, pela ajuda computacional;

Ao Marcos Fetter e Marcela, pelas sugestões e apoio logístico em Campinas;

Ao Carlos Eduardo Abreu, pelas inúmeras consultas e sugestões;

Ao José Rosalba, pela contribuição com o uso do traçado do raio;

Aos amigos do mestrado: João, Marcelo, Márcio, Mário e Marisa;

Ao Edinburgh Anisotropy Project – BGS (British Geological Survey): Colin MacBeth, Xiang-Yang Li, Enru Li, Steve Horne, Dai Hengchang, Thomas Kuhnel e Jiang-Xing Yuan;

Ao Frank Ohlsen e Katharina Brandstater, pelo apoio computacional, hospitalidade na belíssima cidade de Edimburgo-Escócia e amizade;

Ao Sebastião Martins, pelo apoio para a redação final deste trabalho;

Ao Jonas Castro, pela revisão do texto e amizade;

A Tania Godinho, pelo incentivo e apoio para a finalização desta dissertação;

A todos amigos, que direta ou indiretamente contribuíram para esta tese.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

**MODELAGEM E INVERSÃO DE COEFICIENTES DE REFLEXÃO EM MEIO
FRATURADOS USANDO ALGORITMO GENÉTICO**

RESUMO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Julio Setsuo Tinen

Neste trabalho é apresentado um método para a modelagem direta exata e inversão dos coeficientes de reflexão de ondas planas incidentes em uma interface plana separando dois meios com pelo menos um plano de simetria paralelo à interface, com simetria monoclinica ou superior. Para ilustrar o procedimento, são calculados os coeficientes de reflexão das ondas qP na interface separando um meio isotrópico, representando a rocha selante, de um meio anisotrópico, representando a rocha reservatório com fraturas alinhadas verticalmente.

A modelagem direta dos coeficientes de reflexão qP para todos os possíveis azimutes e ângulos de incidência sugere que a variação da amplitude com o afastamento (AVO), combinados com a variação da amplitude com o azimute (AVA), podem fornecer informações sobre a densidade de fraturamento e a orientação das fraturas.

Na segunda parte do trabalho, é usada uma técnica de otimização global (algoritmo genético) para inverter os dados de AVO sintéticos.

Chegou-se a conclusão que a configuração mínima dos planos de aquisição é de três azimutes e a distância mínima do afastamento mais longo necessária para a inversão dos dados AVO/AVA é de 45 graus. O espaço de modelos consiste nos valores da densidade e dos cinco parâmetros elásticos de um meio transversalmente isotrópico com eixo de simetria horizontal, representando a rocha reservatório fraturada. Os parâmetros da rocha fraturada são obtidos usando dados reais de um reservatório de óleo.

Não há informação *a priori* sobre os valores dos parâmetros do espaço dos modelos, exceto sobre os valores mínimos e máximos das velocidades das ondas elásticas na crosta terrestre e restrições inerentes à estabilidade elástica das ondas sísmicas em meios sólidos.

Meios com anisotropia suave são assumidos, isto é, as ondas S são mais lentas que as ondas compressionais para qualquer direção e não ocorre nenhuma polarização anômala, nem triplicação.

Após a inversão dos parâmetros do espaço de modelos, são obtidas a estatística dos trinta melhores modelos e a Função de Verosimilhança que indicam a qualidade problema de inversão de dados AVO/AVA.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GEOENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

**MODELAGEM E INVERSÃO DE COEFICIENTES DE REFLEXÃO EM MEIO
FRATURADOS USANDO ALGORITMO GENÉTICO**

ABSTRACT

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Julio Setsuo Tinen

We present a method for the exact modeling and inversion of multi-azimuthal qP-wave reflection coefficients at an interface separating two anisotropic media with at least one of its planes of symmetry parallel to the interface, i.e., monoclinic or higher symmetries. To illustrate the procedure, we compute qP-wave reflection coefficients at an interface separating an isotropic medium (representing a seal rock) from an anisotropic medium (representing a reservoir rock with vertical aligned fractures).

Forward modeling of the qP reflection coefficients for all possible azimuths and angles of incidence suggests that amplitude versus offset (AVO) effects, combined with amplitude versus azimuth (AVA) effects, can be indicate of fracture density orientation. Particularly, the difference in the offset of the critical angles arrivals for different azimuths is proportional to the fracture density: the higher the fracture density, the larger the difference.

We also use a global optimization technique (genetic algorithm) to the invert wide-angle (up to 45 degrees of incidence) AVO synthetic data, for three azimuths of the plane of the data acquisition.

We found that configuration is the minimum number of acquisition planes and the minimum distance of the far offset needed to invert AVO/AVA data is forty-five degrees. The model space consists of the mass density and five elastic parameters of a transversely isotropic medium with a horizontal symmetry axis, which represents the fractured reservoir rock. The parameters of the fractured rock are computed using real data from a oil reservoir.

There are no prior information on the values of the model space parameters, except for reasonable value of wave velocities in crustal rocks and constraints of elastic stability of solid media.

Mild anisotropy is also assumed, i.e., shear waves are slower than compressional waves for any direction of propagation and neither anomalous polarizations nor triplications occur.

After inversion of the model space parameters, we compute statistics of the thirty better models and likelihood functions, which indicate the quality of the AVO/AVA inverse problem.

ÍNDICE

Epígrafe -----	I
Dedicatória-----	II
Agradecimentos-----	III
Resumo-----	IV
Abstract-----	V
Índice -----	VI
Lista de figuras -----	VIII
Lista de tabelas -----	XII
Siglas, Abreviaturas e Símbolos-----	XVI
Introdução-----	1
 Capítulo 1 – Modelagem direta de coeficientes de reflexão e transmissão em meio fraturados -----	5
1.1 – Sistema Hexagonal ou transversalmente isotrópico-----	6
1.2 – Modelo de Hudson para meios fraturados equivalentes -----	6
1.3 – Modelagem dos coeficientes de reflexão e transmissão-----	9
 Capítulo 2 – Modelagem inversa dos coeficientes de reflexão em meios fraturados-----	12
2.1 – Otimização local e global -----	13
2.2 – Classificação dos métodos de inversão com base em modelo-----	14
2.3 – Algoritmo genético-----	15
2.3.1 – características do algoritmo genético e terminologia genética-----	16
2.3.2 – definição espaço de modelos-----	17
2.3.2.1 – Codificação de parâmetros-----	18
2.3.2.2 – Operador de seleção-----	19
2.3.2.3 – Operador de reprodução-----	20
2.3.2.4 – Operador de mutação-----	21
 Capítulo 3 – Modelagem direta – experimentos -----	23
3.1 – Modelos usados -----	23
3.1.1 – Modelo da Bacia de Campos -----	23

3.1.2 – Modelo do Mar do Norte -----	24
3.2 – Programas utilizados-----	25
3.3 – Parâmetro elásticos do meio equivalente-----	25
3.3.1 – Parâmetros para o modelo da Bacia de Campos -----	26
3.3.2 – Parâmetros para os modelos do Mar do Norte -----	26
3.4 – Obtenção dos coeficientes de Reflexão e Transmissão-----	28
3.5 – Modelagem para o modelo da Bacia de Campos -----	29
3.6 – Modelagem do reservatório do Mar do Norte-----	31
 Capítulo 4 – Modelagem Inversa-----	 39
4.1 – Programas de inversão – algoritmo genético -----	40
4.2 – Parametrização do espaço de modelos-----	40
4.3 – Estabilidade em meio sólido-----	42
4.4 – Função objetivo-----	43
4.5 – Avaliação do algoritmo genético-----	44
4.5.1 – Performance do programa-----	44
4.5.2 – Taxa de mutação-----	45
4.5.3 – Grau de resolução-----	46
4.6 – Experimentos com o modelo-----	46
4.7 – Resultados -----	48
4.7.1 – Melhor modelo obtido-----	53
4.8 - Análise da incerteza da solução (Função Verosimilhança)-----	55
 Capítulo 5 – Conclusões e recomendações -----	 58
Referências bibliográficas-----	61
Bibliografia-----	64
Anexo 1- Parâmetros elásticos equivalentes dos modelos do Mar do Norte-----	69

LISTA DE FIGURAS

- 1.1 – Modelo geológico para fraturas verticais. Que geram um meio equivalente transversalmente isotrópico com eixo horizontal de simetria em x_1 .
- 2.1 – Estrutura esquemática das modelagens direta e inversa.
- 2.2 – Exemplo de uma função multi-modal com mínimos e máximos locais.
- 2.3 – Analogia entre o cromossomo e modelo, representado pela cadeia binária. Cada posição do *bit* preenchido por um ou zero. Exemplo com dois parâmetros, sendo que o valor em cada posição do *bit* é hipotético.
- 2.4 – Esquema básico do algoritmo genético. (Extraído de Diaz et al., 1996).
- 2.5 – Cruzamento esquemático entre duas cadeias, semelhante aos sistemas naturais de reprodução sexuada, gerando duas novas cadeias. A posição de corte é escolhida de forma aleatória (Goldberg, 1989).
- 3.1 – Modelo de um reservatório da Bacia de Campos.
- 3.2 – Modelo de um reservatório do Mar do Norte.
- 3.3 – Partição da onda plana com onda incidente P, gerando ondas refletidas P e S e ondas transmitidas P e S.
- 3.4 – Projeção estereográfica dos coeficientes de reflexão do azimuth e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com ε igual a 5% (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i. A direção do fraturamento é paralela ao eixo horizontal, a incidência normal localiza-se no canto superior esquerdo e o azimuth aumenta no plano do eixo vertical

(0°) para o eixo horizontal (90°).

3.5 – Projeção estereográfica dos coeficientes de reflexão do azimuth e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com $\varepsilon = 10\%$ (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i..

3.6 – Projeção estereográfica dos coeficientes de transmissão do azimuth e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com $\varepsilon = 5\%$ (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i. A direção do fraturamento é paralela ao eixo horizontal, a incidência normal localiza-se no canto superior esquerdo e o azimuth aumenta no plano do eixo vertical (0°) para o eixo horizontal (90°).

3.7 – Projeção estereográfica dos coeficientes de transmissão do azimuth e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com $\varepsilon = 10\%$ (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i.

3.8 – Curvas de AVO para três azimuths para os modelos com ε de 5 % (A) e ε de 10 % (B). O azimuth 0 grau é perpendicular à direção das fraturas, correspondendo ao maior ângulo crítico.

3.10 – Projeção estereográfica dos coeficientes R_{pp} do topo (A) e base (B) do reservatório, com fraturas preenchidas com óleo, correspondente a um modelo da tabela 3.2 ($\gamma=0,05$; $\varepsilon=1\%, 5\%, 10\%$ e 15% ; $V_s = 983$ m/s). O ângulo de incidência varia de zero a 50 graus.

3.11 – Projeção estereográfica dos coeficientes R_{pp} do topo (A) e base (B) do reservatório, com fraturas preenchidas com óleo, correspondente a um modelo da tabela 3.2 ($\gamma=0,05$; $\varepsilon=1\%, 5\%, 10\%$ e 15% ; $V_s=1300$ m/s). O ângulo de incidência varia de zero a 50 graus.

Figura 3.12 – Projeção estereográfica dos coeficientes R_{pp} da base do reservatório, com fratura preenchido por gás, correspondente a um modelo da tabela 3.2 ($\gamma=0,05$; $\varepsilon=1\%$, 5%, 10% e 15%). O ângulo de incidência varia de zero a 50 graus. A: $V_s = 983$ m/s; B: $V_s = 1300$ m/s.

4.1 – Coeficientes de reflexão versus ângulo de incidência. Comparação entre os dados observados e calculados através da modelagem direta dos parâmetros invertidos do melhor modelo obtido da inversão do teste 3 (inversão com um único azimute à 90 graus e com incidência máxima de 90 graus). Só há um bom ajuste no azimute de aquisição de dados, isto é no azimute a 90 graus. (A) = azimute de 0 grau; (B) = azimute de 45 graus; (C) = azimute de 60 graus e (D) = azimute de 90 graus.

4.1 – Coeficientes de reflexão versus ângulo de incidência. Comparação entre os dados observados e calculados através da modelagem direta dos parâmetros invertidos do melhor modelo obtido da inversão do teste 3 (inversão com um único azimute à 90 graus e com incidência máxima de 90 graus). Só há um bom ajuste no azimute de aquisição de dados, isto é no azimute a 90 graus. (A) = azimute de 0 grau; (B) = azimute de 45 graus; (C) = azimute de 60 graus e (D) = azimute de 90 graus.

4.2 – Coeficientes de reflexão versus ângulo de incidência. Comparação entre os dados observados e calculados através da modelagem direta dos parâmetros invertidos do melhor modelo obtido na inversão do teste 17 (inversão com três azimutes e incidência máxima de 15 graus). (A) = azimute de 0 grau; (B) = azimute de 45 graus; (C) = azimute de 60 graus e (D) = azimute de 90 graus.

4.3 – Projeção estereográfica dos coeficientes de reflexão para dos dados “observado” (A) e calculados (B) através da modelagem direta dos parâmetros invertidos. Este dado calculado representa o melhor resultado (menor erro associado ao modelo - teste 19) da inversão de todos os testes efetuados. A imagem (C) é a diferença entre os dados “observados” e calculados.

4.4 – Função Verossimilhança para os seis parâmetros elásticos invertidos. Dados calculados através da equação 4.6 e resultados normalizados para cada parâmetro analisado.

LISTA DE TABELAS

- 1.1 – Matriz dos parâmetros elásticos, segundo orientação de simetria com relação ao eixo x_1 . O parâmetro dependente é $C_{23} = C_{22} - 2C_{44}$.
- 3.1 - Parâmetros elásticos equivalentes e densidade da rocha fraturada para densidades de fraturamento de 1, 3, 5, 7 e 10 % . As unidades dos parâmetros elásticos estão em $10^9 \text{ x[N/m}^2 \text{]}; \varepsilon$ é a densidade de fraturamento; ρ_{eq} é a densidade equivalente.
- 3.2 - Variáveis analisadas para o modelo do Mar do Norte. ε é a densidade de fraturamento; γ é a razão de aspecto.
- 3.3 – Variáveis analisadas para cinco modelos de reservatório, enfatizando a análise da densidade de fraturamento.
- 4.1 - Parâmetros do modelo e do meio equivalente utilizado para gerar os dados “observados” no processo de inversão.
- 4.2 - Codificação e faixa de variação dos parâmetros elásticos e da densidade no espaço dos modelos para a inversão.
- 4.3 - Tempo de CPU em função do número de iterações, na estação SUN SPARC 20, ambiente UNIX, sistema operacional Solaris. O erro mínimo quadrático é função dos parâmetros dos dados observados.
- 4.4 - Taxa de mutação em função do número de iterações. O erro diminui em função do aumento do número de iterações e não em função da diminuição da taxa de mutação.
- 4.5 – Precisão em função do número de iterações. O erro diminui com o aumento do grau de resolução.

4.6 - Experimentos realizados com o modelo na inversão dos coeficientes de reflexão multi-azimutal. Parâmetros envolvidos: azimute, ângulo de incidência, número de iterações e cobertura angular para o ângulo de incidência, de 1 em 1 grau e de 2 em 2 graus.

4.7 - Melhor resultado da inversão em cada um dos 25 experimentos para os seis parâmetros, com base na função objetivo. Os parâmetros do modelo são os dados “verdadeiros”. O tempo de CPU é referente para a estação SUN SPARC 20, ambiente UNIX, sistema operacional Solaris.

4.8 – Estatística dos 30 melhores resultados para o experimento com menor erro associado ao modelo.

SIGLAS, ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

- O termo AVO é utilizado para a variação da amplitude com o afastamento;
- O termo AVA é utilizado para a variação da amplitude com o azimute;
- A geometria do levantamento é descrito pelo sistema do modelo x_i ($i=1, 2, 3$), onde os eixos x_1 e x_2 estão no plano horizontal e o eixo x_3 com orientação positiva para baixo, ou seja, representa um sistema de coordenadas destro;
- Ondas elásticas em meios anisotrópicos qP, qS1, qS2: ondas quase-compressional (polarizada quase paralela à direção de propagação das ondas), quase-cisalhante mais rápida e quase-cisalhante mais lenta respectivamente (polarizada quase perpendicular entre si);
- AG = algoritmo genético;
- TIH = sistema transversalmente isotrópico horizontal;
- A notação indicial é utilizada neste trabalho. A notação para os tensores elásticos é condensada, onde define-se a seguinte regra de transformação, apresentadas na forma matricial contraída 6×6 , segundo $C_{mn} = C_{ijkl}$, onde $m, n = 1, \dots, 6$, relacionam-se a ij e kl , respectivamente do seguinte modo: $1 \rightarrow 11$; $2 \rightarrow 22$; $3 \rightarrow 33$; $4 \rightarrow 23$; $5 \rightarrow 13$ e $6 \rightarrow 12$. Esta representação continua representando um tensor de quarta ordem em um espaço 3.

INTRODUÇÃO

A produtividade de campos petrolíferos está intimamente ligada, em parte, à heterogeneidade geológica. As variações laterais e verticais nas propriedades das rochas e a existência das barreiras de permeabilidade afetam a eficiência na recuperação dos reservatórios. Entretanto, a presença de fraturas favorecem zonas de alta permeabilidade e portanto o conhecimento da sua ocorrência, distribuição e densidade de fraturamento é importante para a melhoria na performance de desenvolvimento e produção de campos petrolíferos (Lynn et al., 1995).

O comportamento das propriedades físicas de reservatórios fraturados costumam exibir dois sistemas distintos de porosidade, um associado à matriz da rocha com alta capacidade de armazenamento, porém com baixa permeabilidade e outro sistema conectado de fraturas, com baixa capacidade de armazenamento, porém com alta permeabilidade (Racht, 1978).

A propagação das ondas sísmicas, cumpre um papel fundamental na localização de hidrocarbonetos, fornecendo informações acerca da estrutura, distribuição e heterogeneidade espacial das rochas, e apresenta-se como uma importante ferramenta para caracterizar reservatórios fraturados.

A teoria da propagação das ondas, aplicada rotineiramente na indústria, assume que as ondas elásticas viajam com velocidades iguais em todas as direções, apesar de fortes evidências da existência de condições de anisotropia. Os meios isotrópicos caracterizam-se pela existência de duas importantes ondas: a compressional e a cisalhante. Por outro lado, nos meios anisotrópicos, as velocidades das ondas elásticas dependem da direção de propagação e são caracterizadas por três tipos de ondas, a onda quase-compressional (qP), polarizada próxima à direção de propagação e duas ondas quase-cisalhantes (qS), que tendem a se polarizar de forma paralela e perpendicular à direção de fraturamento do meio, com polarizações perpendiculares entre si.

A propagação das ondas elásticas em meios anisotrópicos não é assunto totalmente novo. Os conceitos básicos surgiram no final do século passado. Entretanto, os efeitos da anisotropia foram negligenciados por longo tempo, e a principal razão é atribuída a aquisição com baixa cobertura angular (Helbig, 1994).

Um potencial uso deste fenômeno, é de que os efeitos da anisotropia têm sido ob-

servado nos dados sísmicos atribuídas ao alinhamento de fraturas, embora outras causas possíveis possam existir, por exemplo, o alinhamento de grãos, alinhamento de cristais e camadas finamente laminadas (Crampin, 1985).

As investigações de ambientes sedimentares fraturados são frequentemente associadas às informações de ondas cisalhantes. Contudo, este processo é mais dispendioso, comparado com a aquisição e processamento convencional de ondas compressoriais (Kendall & Davis, 1996). Por estas razões, este tipo de aquisição não tem sido rotineiramente executado, apesar da necessidade das informações de reservatórios fraturados. Recentemente, diversos autores têm sugerido que as informações das fraturas relacionados à anisotropia podem ser exploradas pela análise das reflexões das ondas compressoriais (Mallick & Frazer, 1991).

Sendo assim, é necessário a compreensão destes efeitos, o que abrange o estudo da propagação de ondas elásticas, consistindo na investigação dos coeficientes de reflexão e transmissão em interfaces em um ambiente onde os meios são anisotrópicos.

A identificação de propriedades de rochas a partir da natureza da reflexão das ondas sísmicas, há muito tempo tem sido objetivo da geofísica, constituindo em um problema de inversão (Yilmaz, 1987).

A maioria dos métodos convencionais de inversão empregam algoritmos determinísticos que tendem a convergir para uma solução local mais próxima do ponto inicial (Sen & Stoffa, 1995). Tradicionalmente, este problema tem sido contornado com a introdução de uma informação próxima da solução do problema, porém, nem sempre está disponível.

Recentemente, a técnica de otimização global conhecida por algoritmo genético (AG) tem sido usada para enfrentar problemas altamente não lineares (Sambridge & Drijkoningen, 1992; Mallick, 1995). Os procedimentos convencionais de inversão de AVO assume linearizações dos coeficientes, porém não linearidades associadas a esses coeficientes, têm sido reportadas por diversos autores (Sen & Stoffa, 1992; Mallick, 1995).

O presente estudo mostra que é possível avaliar os parâmetros elásticos e a densidade de rochas fraturadas com o uso das ondas qP, utilizando técnicas de AVO e AVA. As análises convencionais de AVO contam com as formulações para os coeficientes de reflexão em meios isotrópicos (Sen & Stoffa, 1992; Mallick, 1995). Entretanto, alguns autores têm mostrado a influência da anisotropia nesta análise (Wright, 1987; Kim & Aminzadeh, 1993).

Os ambientes sedimentares fraturados são caracterizados através do sistema transversalmente isotrópico com eixo de simetria horizontal (meio TIH), descritos por cinco

parâmetros elásticos e densidade da rocha. Este meio TIH é utilizado neste trabalho no cálculo dos coeficientes de reflexão em um ambiente multi-azimutal para as ondas incidentes em um reservatório fraturado sobreposto por um meio selante isotrópico.

Um dos modelos mais populares, desenvolvido para descrever o espalhamento da energia das ondas elásticas em meio fraturado que frequentemente tem sido usado para explicar a anisotropia sísmica, é a formulação de Hudson (1980, 1981). Esta formulação, utilizada neste trabalho, apresenta um meio de fraturas verticais alinhadas e esparsamente alinhadas. Nestes meios, a abordagem do meio equivalente é considerada para introduzir o efeito das fraturas, usando a premissa de que a propagação das ondas elásticas neste meio têm um comprimento de onda muito maior que as dimensões das fraturas.

Neste estudo, a modelagem dos coeficientes de reflexão é efetuada com a formulação exata para o problema da reflexão e transmissão das ondas planas incidentes em interfaces planas proposta por Schoenberg & Protázio (1992). Esta formulação é válida para meios que apresentam pelo menos um plano horizontal de simetria especular, ou seja, exige que o meio seja pelo menos monoclinico ao plano refletor.

O comportamento dos coeficientes de reflexão e transmissão para toda a faixa de incidência (zero a 90 graus) e para todos azimutes podem ser interpretados em termos da direção e densidade das fraturas.

Em seguida, é utilizado a inversão com o algoritmo genético para a estimativa dos parâmetros elásticos e densidade da rocha a partir da inversão multi-azimutal dos coeficientes de reflexão.

Nesta etapa são invertidos os coeficientes de reflexão dos dados AVO e AVA de alguns azimutes e faixas de incidência angular até 45 graus, buscando obter os cinco parâmetros elásticos e da densidade da rocha fraturada. O espaço amostral dos modelos é bastante expressivo, com cerca de 10^{20} modelos possíveis. Não foi usada nenhuma informação *a priori*, com exceção dos valores das velocidades comumente encontradas nas rochas da crosta terrestre. A seguir é analisada a convergência dos resultados da inversão, estimando-se a não unicidade do problema e qualidade da inversão usando as estatísticas dos melhores resultados da inversão e a Função Verossimilhança, o que sugere que alguns parâmetros do espaço amostral obtêm-se melhor solução que outros, evidenciando a vantagem desta técnica de otimização global, quando comparada a outros procedimentos de inversão linear.

Neste trabalho, são utilizados um modelo proveniente de um campo da Bacia de Campos e outro do Mar do Norte, na modelagem e inversão dos coeficientes de reflexão

multi-azimutais em meios fraturados.

No capítulo 1 são descritos os aspectos teóricos da metodologia empregada na modelagem direta, envolvendo os conceitos básicos da propagação das ondas elásticas, meios equivalentes e modelagem dos coeficientes de reflexão.

No capítulo 2 são discutidos aspectos relativos aos métodos de inversão e método de otimização global empregada.

No capítulo 3 são mostrados os experimentos da modelagem direta, visando a determinação dos coeficientes de reflexão de um reservatório da Bacia de Campos e do Mar do Norte.

No capítulo 4 são realizados uma série de experimentos de modelagem inversa, usando os coeficientes de reflexão sintéticos de um modelo da Bacia de Campos obtidos no experimento da modelagem direta do capítulo 3, usando o algoritmo genético e também uma análise das geometrias de aquisição e da qualidade da inversão.

CAPÍTULO 1

MODELAGEM DIRETA DE COEFICIENTES DE REFLEXÃO E TRANSMISSÃO EM MEIOS FRATURADOS

O uso do termo anisotropia no âmbito da sismica está intimamente ligado ao comprimento de onda utilizado (Helbig, 1994). As principais causas da anisotropia na escala sísmica podem ser atribuídas à orientação de cristais ou de grãos, à compactação litostática (o que pode provocar orientação diferencial dos grãos), à presença de fraturas (em decorrência de um esforço tectônico e foliações) e à xistosidade.

Por exemplo, um modelo com várias camadas homogêneas, pode se comportar como um meio anisotrópico quando o comprimento de onda de investigação é maior do que a espessura de cada uma das camadas (Postma, 1955; Backus, 1962). De forma análoga, um modelo com fraturas verticais também pode se comportar como um meio anisotrópico. Estes modelos podem ser representados pelo sistema hexagonal de simetria ou também conhecido como meios transversalmente isotrópicos (figura 1.1).

Neste trabalho, são utilizados modelos fraturados representados por meios TIH. Os parâmetros elásticos equivalentes destes meios são obtidos com a abordagem de Hudson e os coeficientes de reflexão e transmissão calculados através da formulação de Schoenberg & Protázio (1992).

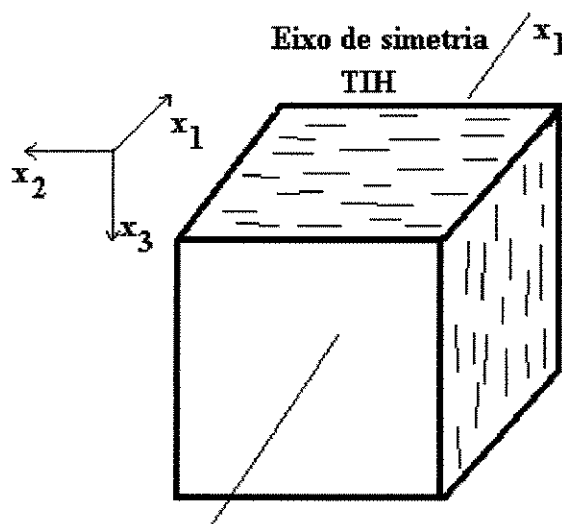


Figura 1.1 - Modelo geológico para fraturas verticais que geram um meio equivalente transversalmente isotrópico com eixo horizontal de simetria em x_1 .

1.1 – Sistema Hexagonal ou transversalmente isotrópico

Os meios transversalmente isotrópicos com eixo de simetria horizontal (TIH), podem ser gerados por um sistema de fraturas paralelas orientadas, desde que o comprimento da onda seja muito maior que a dimensão do fraturamento.

De modo similar, meios transversalmente isotrópicos com eixo de simetria vertical (TIV) podem ser gerados por um sistema periódico de finas camadas, onde o comprimento da onda sísmica é muito maior que as espessuras das camadas.

Os meios transversalmente isotrópicos são definidos por cinco parâmetros elásticos independentes e representados por C_{11} , C_{12} , C_{22} , C_{44} , e C_{55} (tabela 1.1).

C_{11}	C_{12}	C_{12}	0	0	0
C_{12}	C_{22}	C_{23}	0	0	0
C_{12}	C_{23}	C_{22}	0	0	0
0	0	0	C_{44}	0	0
0	0	0	0	C_{55}	0
0	0	0	0	0	C_{55}

Tabela 1.1 – Matriz dos parâmetros elásticos, segundo orientação de simetria com relação ao eixo x_1 . O parâmetro dependente é $C_{23} = C_{22} - 2C_{44}$.

1.2 – Modelo de Hudson para meios fraturados equivalentes

Na última década, estudos sísmicos têm permitido investigar heterogeneidades de dimensões menores que o comprimento da onda sísmica. Este processo pode ser considerado uma espécie de média das propriedades elásticas do meio para aquele conjunto de heterogeneidades (Helbig, 1994). Desta forma, um meio anisotrópico heterogêneo, representado por um modelo geológico de fraturas verticais pode ser simulado como um meio equivalente homogêneo, de tal forma que as ondas elásticas apresentam um comportamento semelhante ao meio original.

Existem várias teorias para a construção dos meios equivalentes. O modelo de Hudson, usado neste trabalho pela simplicidade na sua formulação, propõe a determinação

das constantes elásticas de um meio equivalente formado pelo alinhamento de inclusões circulares, não conectadas disseminadas em uma matriz isotrópica, o que corresponde a um sistema transversalmente isotrópico com eixo de simetria horizontal.

Desta forma, as constantes elásticas podem ser escritas como:

$$C_{mn} = C_{mn}^0 + C_{mn}^1 + C_{mn}^2 \quad 1.1$$

onde,

C_{mn}^0 é o tensor elástico para a matriz isotrópica não fraturada;

C_{mn}^1 e C_{mn}^2 são as perturbações de primeira e segunda ordem devido as interações das fraturas, respectivamente.

Os termos das matrizes C_{mn}^0 , C_{mn}^1 e C_{mn}^2 são descritos como:

$$C_{mn}^0 = \begin{bmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda + 2\mu & \lambda & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda + 2\mu & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu \end{bmatrix} D \quad 1.2$$

$$C_{mn}^1 = -\frac{\varepsilon}{\mu} \begin{bmatrix} (\lambda + 2\mu)^2 & \lambda(\lambda + 2\mu) & \lambda(\lambda + 2\mu) & \lambda(\lambda + 2\mu) & 0 & 0 \\ \lambda(\lambda + 2\mu) & \lambda^2 & \lambda^2 & 0 & 0 & 0 \\ \lambda(\lambda + 2\mu) & \lambda^2 & \lambda^2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu^2 \end{bmatrix} D \quad 1.3$$

$$C_{mn}^2 = -\frac{\varepsilon^2}{15} \begin{bmatrix} (\lambda + 2\mu)q & \lambda q & \lambda q & 0 & 0 & 0 \\ \lambda q & \lambda^2 q / (\lambda + 2\mu) & \lambda^2 q / (\lambda + 2\mu) & 0 & 0 & 0 \\ \lambda q & \lambda^2 q / (\lambda + 2\mu) & \lambda^2 q / (\lambda + 2\mu) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & X & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & X \end{bmatrix} D^2 \quad 1.4$$

onde,

λ, μ são os parâmetros de Lamé;

ε é a densidade de fraturamento;

$$q = 15(\lambda + \mu)^2 + 28(\lambda / \mu) + 28; \quad 1.5$$

$$X = 25(3\lambda + 8\mu) / (\lambda + 2\mu); \quad 1.6$$

D é a matriz diagonal $[U_{11}, U_{11}, U_{11}, 0, U_{33}, U_{33}]$;

onde;

$$U_{11} = (4/3)[(\lambda + 2\mu) / (\lambda + \mu)] / (1 + K); \quad 1.7$$

$$U_{33} = (16/3)[\lambda + 2\mu] / (3\lambda + 4\mu) / (1 + M); \quad 1.8$$

$$K = [(K' + (4/3)\mu') / (\pi\gamma\mu)][(\lambda + 2\mu) / (\lambda + \mu)]; \quad 1.9$$

$$M = [4\mu' / (\pi\gamma\mu)][(\lambda + 2\mu) / (3\lambda + 4\mu)]; \quad 1.10$$

$$K' = \lambda' + (2/3)\mu' \quad (\text{módulo de Bulk da fratura}); \quad 1.11$$

γ é a razão de aspecto (razão entre os eixos de um esferóide oblato).

Para maiores detalhes da formulação de Hudson, ver Crampin (1993). Nas expressões acima, os seguintes pressupostos são usados:

- o raio da fratura e o espaçamento entre elas são muito menores que o comprimento da onda sísmica;
- a distribuição das posições das fraturas é aleatória dentro da escala do comprimento de onda;
- as fraturas são esparsamente distribuídas e desconectadas e o seu volume total é uma fração pequena do volume da rocha;
- as fraturas são esferóides oblatos com pequena razão de aspecto de fratura; e
- o conteúdo das fraturas é de densidade menor do que a matriz isotrópica.

Neste estudo, os termos das matrizes C^0 , C^1 e C^2 , foram calculados de um reservatório da Bacia de Campos (Abreu & Simões Filho, 1995) e de um reservatório do Mar do Norte. A densidade equivalente é obtida através da relação:

$$\rho = \rho_f \phi + \rho_r (1 - \phi) \quad 1.12$$

onde,

ρ_f = densidade do fluido;

ρ_r = densidade da rocha isotrópica não fraturada; e

ϕ = porosidade da fratura.

1.3 – Modelagem dos coeficientes de reflexão e transmissão

Schoenberg & Protázio (1992) estenderam as equações de Zoeppritz (1909) para os meios anisotrópicos, apresentando soluções na forma de sub-matrizes da matriz dos coeficientes das equações de Zoeppritz.

No caso de uma interface plana separando dois meios isotrópicos, as equações de Zoeppritz são expressas em termos de matrizes de impedância 2×2 de cada meio, sendo os coeficientes de reflexão e transmissão expressos explicitamente em termos destas matrizes.

No caso mais geral, de uma interface plana separando dois meios anisotrópicos, a solução para os coeficientes de reflexão e transmissão é feita através da avaliação de duas matrizes de impedância para cada meio envolvido. Estas matrizes de impedância depen-

dem somente da densidade, dos parâmetros elásticos e da componente horizontal do vetor de vazarosidade de todas as ondas planas envolvidas no problema.

$$R = (X^{-1}X' - Y^{-1}Y')(X^{-1}X' + Y^{-1}Y')^{-1} \quad 1.13$$

ou na sua forma modular;

$$R = \begin{bmatrix} R_{pp} & R_{ps1} & R_{ps2} \\ R_{s1p} & R_{s1s1} & R_{s1s2} \\ R_{s2p} & R_{s2s1} & R_{s2s2} \end{bmatrix} \quad 1.14$$

onde;

R é a matriz de reflexão, solução explícita da equação de Zoeppritz generalizada para todos os vetores de vazarosidade s;

De forma análoga, a solução explícita para os termos de transmissão são:

$$T = 2(X^{-1}X' + Y^{-1}Y')^{-1} \quad 1.15$$

ou na sua forma modular;

$$T = \begin{bmatrix} T_{pp} & T_{ps1} & T_{ps2} \\ T_{s1p} & T_{s1s1} & T_{s1s2} \\ T_{s2p} & T_{s2s1} & T_{s2s2} \end{bmatrix} \quad 1.16$$

As matrizes de impedância X e Y são respectivamente:

$$X = \begin{bmatrix} n_1^p & n_1^{s1} & n_1^{s2} \\ n_2^p & n_2^{s1} & n_2^{s2} \\ -(c_{13}n_1^p + c_{36}n_2^p)s_1 & -(c_{13}n_1^{s1} + c_{36}n_2^{s1})s_1 & -(c_{13}n_1^{s2} + c_{36}n_2^{s2})s_1 \\ -(c_{23}n_2^p + c_{36}n_1^p)s_2 & -(c_{23}n_2^{s1} + c_{36}n_1^{s1})s_2 & -(c_{23}n_2^{s2} + c_{36}n_1^{s2})s_2 \\ -c_{33}n_3^p s_3^p & -c_{33}n_3^{s1} s_3^{s1} & -c_{33}n_3^{s2} s_3^{s2} \end{bmatrix} \quad 1.17$$

$$Y = \begin{bmatrix} -(c_{55}s_1 + c_{45}s_2)n_3^p & -(c_{55}s_1 + c_{45}s_2)n_3^{s1} & -(c_{55}s_1 + c_{45}s_2)n_3^{s2} \\ -(c_{55}n_1^p + c_{45}n_2^p)s_3^p & -(c_{55}n_1^{s1} + c_{45}n_2^{s1})s_3^{s1} & -(c_{55}n_1^{s2} + c_{45}n_2^{s2})s_3^{s2} \\ -(c_{45}s_1 + c_{44}s_2)n_3^p & -(c_{45}s_1 + c_{44}s_2)n_3^{s1} & -(c_{45}s_1 + c_{44}s_2)n_3^{s2} \\ -(c_{45}n_1^p + c_{44}n_2^p)s_3^p & -(c_{45}n_1^{s1} + c_{44}n_2^{s1})s_3^{s1} & -(c_{45}n_1^{s2} + c_{44}n_2^{s2})s_3^{s2} \\ n_3^p & n_3^{s1} & n_3^{s2} \end{bmatrix} \quad 1.18$$

onde;

\mathbf{n} é o autor vetor unitário associado a cada direção (1, 2 e 3) e aos três tipos de onda (p, s_1 e s_2);

s é a componente do vetor de vagarosidade para cada direção e tipo de onda;

Apesar da forma modular apresentada, existem outros aspectos a serem investigados, incluindo problemas de triplicação, particularmente em regiões onde existem transmissões e reflexões críticas e caracterização de possíveis regiões de comportamento pós-crítico (Protázio, 1994).

As vantagens deste formalismo estão na apresentação modular dos termos da equação 1.14 e 1.16 que facilitam o entendimento de cada termo na solução da equação. Outra vantagem está na facilidade computacional para os cálculos dos coeficientes de reflexão e transmissão, além do que a solução é exata quando o meio tem pelo menos um plano horizontal de simetria especular.

CAPÍTULO 2

MODELAGEM INVERSA DE COEFICIENTES DE REFLEXÃO EM MEIOS FRATURADOS

A teoria da inversão tem encontrado uso significativo em muitas aplicações em diversas áreas, tais como: circuitos elétricos, rede de comunicações e análise de custos. Na exploração do petróleo, ela procura obter informações da sub-superfície, inferindo a partir de propriedades físicas.

O problema inverso pressupõe que os parâmetros e os dados estão relacionados. A modelagem direta é definida como um processo de predição dos resultados com base em um modelo e uma formulação matemática; enquanto a modelagem inversa pressupõe a estimativa de parâmetros do modelo, a partir em dados experimentais, discriminando entre vários, os modelos possíveis (figura 2.1). Cabe salientar que o objetivo da inversão é estimar os valores numéricos desconhecidos dos parâmetros do modelo e não propriamente o modelo em questão.

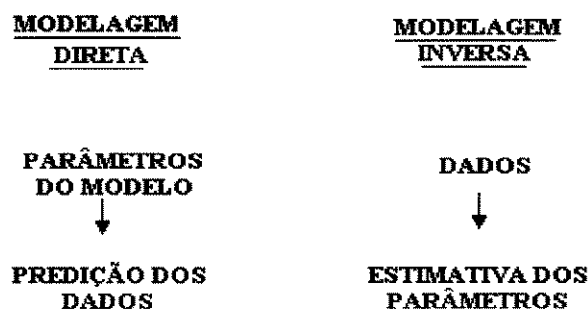


Figura 2.1 – Estrutura esquemática das modelagens direta e inversa.

A inversão geofísica procura modelos que expliquem as observações. A função que queremos minimizar ou maximizar é chamada de função objetivo, também denominada de função *misfit* (mínimo), *fitness* (máximo), erro, custo ou energia. No caso da inversão sísmica, o modelo é descrito por parâmetros elásticos, velocidades das ondas compressionais e cisalhantes, densidade e resistividade, que caracterizam as propriedades das rochas.

Nas aplicações geofísicas, a função objetivo depende dos parâmetros do modelo, e descreve a discrepância entre os dados geofísicos calculados e os dados observados, podendo ser altamente complexa e apresentar vários mínimos e máximos locais (figura 2.2).

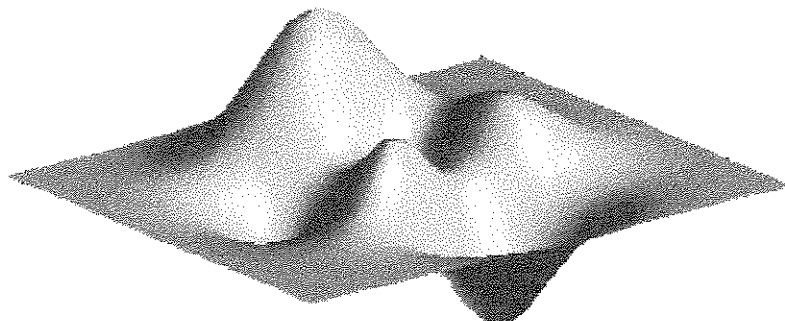


Figura 2.2 – Exemplo de uma função multi-modal com mínimos e máximos locais.

Para entendermos como os dados são afetados pelo modelo, devemos ser capazes de calcular dados teóricos para um modelo da terra assumido, resolvendo assim o problema direto. Como a Terra apresenta grande complexidade e heterogeneidade, as soluções analíticas tornam-se complicadas, o que nos leva a empregar técnicas numéricas na solução de problemas mais complexos.

2.1 – Otimização local e global

A otimização pode ser classificada segundo dois métodos, usados na estimativa das propriedades dos dados geológicos: método de otimização local e método de otimização global (Sen & Stoffa, 1995).

Os algoritmos de otimização local procuram a solução numa vizinhança próxima ao início da pesquisa do problema. A maioria destes métodos empregam algoritmos determinísticos cuja abrangência da pesquisa restringe-se nas proximidades do ponto inicial do problema, e utilizam as propriedades locais da função objetivo.

Estes algoritmos têm pouca robustez, já que podem não convergir para o extremo global, se o modelo inicial estiver próximo de extremos locais, ou seja, estes processos são bastante dependentes do ponto inicial de pesquisa. Além disso, estes métodos requerem continuidade e a existência de derivadas dos dados observados em relação aos parâmetros dos modelos, o que nem sempre ocorre em aplicações geofísicas.

Diferentemente dos métodos de otimização local, os métodos globais procuram o extremo global da função objetivo. A maioria dos algoritmos de otimização global são estocásticos por natureza; assim independem de um modelo *a priori*, já que estes métodos tem condições de amostrar aleatoriamente o espaço dos modelos.

Com o surgimento de computadores com melhor performance, estes métodos vêm se tornando bastante práticos, possibilitando sua aplicação em vários problemas geofísicos. Além de buscar a solução ótima do problema, estes algoritmos também podem ser usados para obter informações adicionais acerca da natureza da solução, através de formulações probabilísticas.

2.2 – Classificação dos métodos de inversão com base em modelo

De modo geral, existem duas estratégias de inversão, uma utilizando o método direto de inversão, e outra usando o método com base em modelo. Os métodos diretos derivam o modelo geológico com base na física do problema e no uso de formulações matemáticas aplicadas aos dados observados.

Nos métodos de inversão com base em modelo, ao contrário do método direto, não ocorre a derivação direta do modelo; em princípio é preciso calcular os dados, a partir de um modelo assumido, para posteriormente compará-los com os dados observados. Caso o ajuste não esteja bom, o modelo é substituído, ou seja, seus parâmetros são alterados, e então calculados novos dados para serem comparados com os dados observados. Este processo é repetido até que ocorra uma concordância entre os dados calculados e observados, sendo então o modelo aceito como solução ótima.

A inversão com base em modelo pode ser classificada em cinco métodos: métodos lineares, gradiente, *grid*, *Monte Carlo* e *Monte Carlo* dirigido (Sen & Stoffa, 1995).

No caso dos métodos lineares, pressupõe-se que os dados e os parâmetros do modelo obedecem a uma função linear. Neste caso, o problema pode ser resolvido através dos métodos fornecidos pela álgebra linear.

Existem vários métodos que utilizam a informação do gradiente usa a informação da derivada da função objetivo com respeito aos parâmetros do modelo. Desta forma, o erro entre os dados observados e calculados para o modelo é analisado e atualizado, sendo o procedimento repetido em novas posições, até que a atualização do modelo entre uma

iteração e outra torne-se muito pequena, ou que a função erro tenha um valor menor que um valor pequeno pré-fixado.

O método denominado *grid*, envolve a pesquisa em todos os pontos do espaço de modelos, ou seja, os dados são gerados em um grande número de pontos, tornando o método pouco prático.

O método de *Monte Carlo* faz uma amostragem aleatória no espaço de modelos envolvendo um número limitado de tentativas. No entanto, pode tornar-se computacionalmente ineficiente, na medida que faz uma pesquisa puramente aleatória no espaço de modelos. Por outro lado, o método de *Monte Carlo* dirigido, também usa a estratégia de amostragem aleatória, porém, controlada por determinado preceito, por exemplo, a Termodinâmica no caso do método do *simulated annealing* ou a seleção natural nos algoritmos genéticos, empregado nesta tese.

2.3 – Algoritmo genético

Atualmente, uma nova classe de métodos para resolver os problemas de otimização não linear tem despertado interesse no campo da inteligência artificial, por exemplo: o *Simulated Annealing* e algoritmo genético que são capazes de resolver problemas de otimização altamente não linear. Estes métodos de otimização não dependem de um modelo inicial e pesquisam todo o espaço de modelos, através de um processo aleatório de busca do extremo global de uma função multi-modal.

O algoritmo genético, utilizado neste trabalho baseia-se nos mecanismos da teoria da seleção natural de Darwin e na genética, e foi desenvolvido a partir da década de 70, na tentativa de simular os processos naturais observados nestas duas áreas. O algoritmo genético foi inicialmente proposto por Holland (1975).

O algoritmo genético faz uso de três processos, análogos ao processo natural de evolução, denominados de operadores genéticos: seleção, cruzamento e mutação. Um grupo de indivíduos é selecionado aleatoriamente de uma população (espaço de modelos) previamente definida e os operadores genéticos são aplicados a esta população, resultando em uma nova geração de indivíduos, onde os mais aptos têm maiores chances de estarem presentes nas gerações seguintes. O algoritmo é repetido de forma iterativa, até que a convergência para o extremo global ocorra.

2.3.1 – Características do algoritmo genético e terminologia genética

O algoritmo genético é um processo de otimização dirigido por um mecanismo estocástico em direção à solução. Entretanto, isto não significa que o processo seja totalmente aleatório mas que através de procedimentos simples, requerendo somente algumas decisões aleatórias, conduz a um eficiente mecanismo de pesquisa (Sambridge & Drijken, 1992).

O algoritmo genético é simples e de fácil implementação computacional, o que aliado a sua robustez, o difere de outros métodos de otimização, também pelo seguinte aspecto: trabalha com um conjunto de parâmetros, em vez de tratá-los individualmente, com os modelos definidos na forma de cadeias simples binárias. Desta forma é capaz de representar as características dos modelos originais, permitindo a manipulação direta de toda faixa de variabilidade de cada parâmetro.

Outra característica deste método é de ele que permite avaliar uma população de dados simultaneamente em diversos pontos do domínio de modelos, e portanto a probabilidade de convergência para um extremo local é sensivelmente diminuída com relação a outros métodos que pesquisam ponto a ponto.

Outro fator importante é que não há necessidade de nenhuma informação *a priori*, não há dependência da posição inicial no espaço de modelos para chegar ao extremo global, ao contrário de outros métodos, que dependem de um bom modelo inicial para alcançar a convergência. Entretanto, não há um formalismo matemático que garanta a convergência para a solução global, contudo, a experiência indica que podemos encontrar sempre boas soluções, através de uma parametrização adequadamente escolhida (Sen & Stoffa, 1995).

A analogia com a genética fundamenta-se na representação na forma de uma cadeia binária de um conjunto de parâmetros semelhante ao cromossomo, de tal forma que um indivíduo é descrito totalmente através dos seus parâmetros, com características próprias no espaço de modelos (figura 2.3).

Cada parâmetro é descrito por um conjunto de *bits* (gene), preenchido por um ou zero (alelo – é a forma alternativa do gene). Portanto, os vários conjuntos possíveis de bits

(genótipo – é o conjunto de genes do indivíduo), representam a faixa de variação possível de cada um dos parâmetros (Goldberg, 1989).

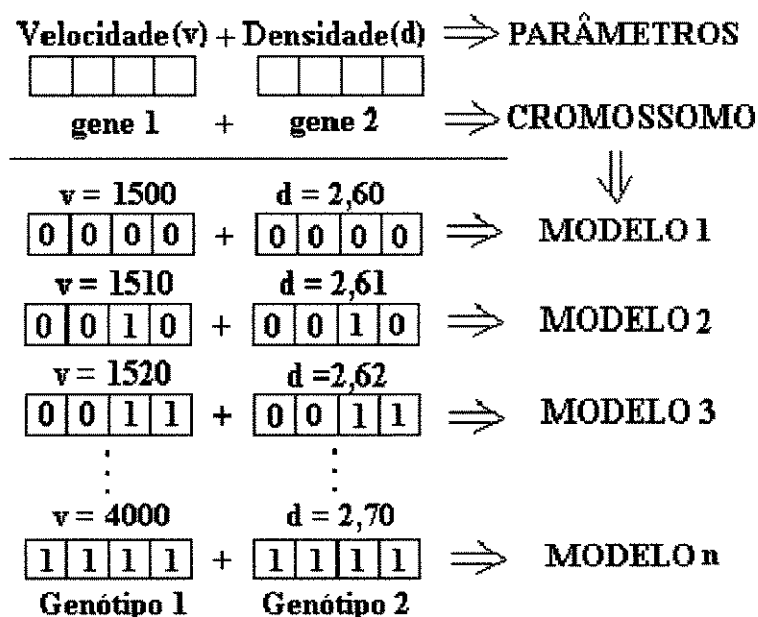


Figura 2.3 – Analogia entre o cromossomo e modelo, representado pela cadeia binária. Cada posição do *bit* preenchido por um ou zero. Exemplo com dois parâmetros, sendo que o valor em cada posição do *bit* é hipotético.

2.3.2 – Definição do espaço de modelos

A definição da população inicial de indivíduos no algoritmo genético necessita da escolha dos parâmetros, e para cada um, a sua faixa de variabilidade e grau de precisão requerida. A variabilidade de cada parâmetro é codificada na linguagem binária, preenchida por valores um ou zero (figura 2.3).

Feito isto, é preciso definir a função objetivo, a qual irá medir o grau de ajuste de indivíduo em cada geração. Os indivíduos mais ajustados terão maiores probabilidades de sobrevivência em gerações futuras.

Definida a população inicial, os indivíduos são selecionados, e o processo de simulação da natureza ocorre através de três operadores genéticos do algoritmo genético, de forma iterativa até atingir a convergência desejada (figura 2.4).

A população inicial pode ser escolhida de várias maneiras. Entretanto a seleção aleatória dos indivíduos pode produzir respostas satisfatórias do problema de otimização, de-

monstrando que as soluções são consequências do processo evolutivo e não da escolha da população inicial (Diaz et al., 1996).

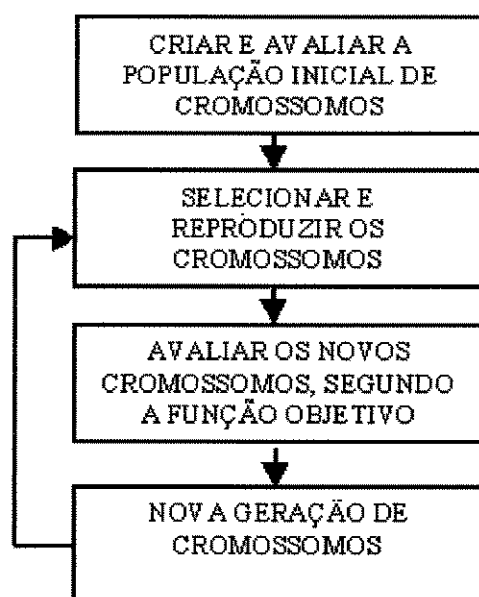


Figura 2.4 – Esquema básico do algoritmo genético. (Extraído de Diaz et al., 1996).

2.3.2.1 - Codificação dos parâmetros

A codificação dos parâmetros é a etapa mais importante na definição das características do espaço de modelos, é relativamente simples quando assumimos conhecer os limites dos parâmetros pesquisados, por exemplo, a faixa de variação da densidade das rochas encontradas no interior da terra.

Na discretização de cada parâmetro do modelo, seu valor mínimo é associado a um gene com todos os *bits* preenchidos pelo valor 0. De forma análoga, o valor máximo considerado do parâmetro tem todos os *bits* preenchidos pelo valor 1. No exemplo da figura 2.3, a velocidade está compreendida entre os valores de 1500 m/s e 4000 m/s com incremento de 10 em 10 m/s. Como o algoritmo trabalha na linguagem binária, a simples codificação binária implicaria em valores “abruptos”, e neste caso existem procedimentos, por exemplo, o *gray coding*, que torna o incremento binário mais suavizado.

Portanto, o número de *bits* necessários para cada parâmetro depende da quantidade dos valores intermediários, função dos valores extremos do parâmetro e do grau de precisão requerida (equação 2.1):

$$P_{re} = \frac{\Delta C}{2^{n-1}} \quad 2.1$$

onde,

P_{re} = precisão requerida e n é o número de *bits* em cada parâmetro;

ΔC = faixa de variação entre o limite inferior e superior do parâmetro; e

n = número de *bits* de cada parâmetro.

Desta forma, a organização para cada parâmetro do modelo pode ser diferente. Isto significa que os parâmetros do modelo e suas resoluções podem ser independentemente definidos. Este conceito básico na codificação dos parâmetros usando a representação binária, limita a pesquisa no espaço de modelos possíveis, define o grau de resolução de cada parâmetro, e portanto restringe o número de modelos possíveis.

2.3.2.2- Operador de seleção

O objetivo do operador de seleção é aumentar a chance de reproduzir indivíduos de melhor performance para a próxima geração. A probabilidade de selecionar determinado indivíduo na população está inversamente relacionada ao valor da função objetivo. Este operador genético nada mais é que a versão artificial da seleção natural de Darwin, onde ocorre sobrevivência dos indivíduos mais aptos (Goldberg, 1989).

Existem três métodos de seleção, segundo Sen & Stoffa, 1995: a seleção proporcional ao ajuste, *Ranking* e *Tournament*. A seleção proporcional é o método básico, que realiza uma amostragem aleatória, utilizando a razão entre a função objetivo de cada modelo e o somatório total da função objetivo de todos os modelos (equação 2.2):

$$p_i = \frac{f_i}{\sum_{j=1}^N f_j} \quad 2.2$$

onde,

p_i = probabilidade associada ao indivíduo i ;

f_i = valor da função objetivo do indivíduo i ; e

N = número de indivíduos da população.

A composição da nova população consiste dos indivíduos originais replicados na sua probabilidade (equação 2.2), multiplicada pelo total de modelos da população. Porém, este procedimento pode convergir prematuramente, ocasionando uma convergência para um extremo local em vez do extremo global, já que os melhores indivíduos tendem a ocupar uma parcela significativa na geração seguinte, devido a sua alta probabilidade, o que não é desejável, implicando numa baixa diversidade de indivíduos da população no início do processo.

Porém, outro problema associado com este método é que no decorrer do processo, a diversidade permaneça, quando o que se espera após várias gerações, é que ocorra uma homogeneização dos valores, isto é, é possível que após várias iterações, o algoritmo não diferencie os indivíduos com ótima e boa performance, devido a proximidade nos valores das probabilidades de cada indivíduo, dificultando a busca dos extremos da função.

No método *Ranking*, os valores da função objetivo de cada modelo são escalonados de modo a permitir que os piores modelos sejam também considerados. Este tipo de seleção, essencialmente exagera as diferenças entre os modelos próximos da função objetivo. Desta forma, os indivíduos da população contribuem com um número de cópias proporcional a sua performance, minimizando a possibilidade de convergência prematura.

O método *Tournament* simula a competição na natureza por acasalamento. Na versão mais simples, pares de indivíduos são selecionados aleatoriamente, e avaliados através de uma probabilidade de aceitação, segundo a função objetivo de cada um. Este método pode ser considerada a versão estocástica do método *Ranking* (Sen & Stoffa, 1995).

2.3.2.3 –Operador de reprodução

Definidos os indivíduos na etapa anterior da seleção, pares de indivíduos são escolhidos aleatoriamente, podendo haver cruzamento entre eles ou não, segundo uma probabilidade de cruzamento previamente definida, implicando na formação de descendentes.

A reprodução é feita através do processo genético de cruzamento, que permite a troca de informação genética entre os indivíduos para gerarem filhos. O processo consiste na troca de parte da cadeia entre dois indivíduos. A posição de corte na cadeia, onde ocorre o cruzamento, é definida de forma aleatória. Em outras palavras, ocorre a troca de material genético, os segmentos da cadeia de cada indivíduo são trocados entre si, gerando novos indivíduos. Este processo, análogo aos sistemas naturais de reprodução sexuada, podem resultar em indivíduos mais aptos ou não. Novos pares são escolhidos e o processo continua até atingir o número total de indivíduos da nova geração (figura 2.5).

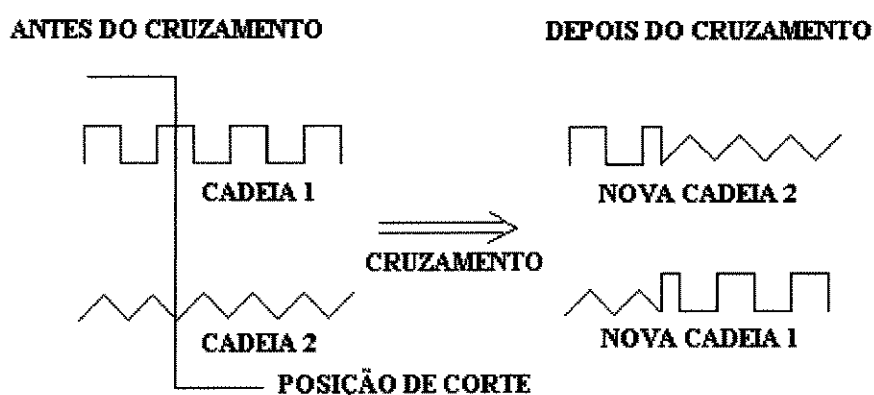


Figura 2.5 – Cruzamento esquemático entre duas cadeias, semelhante aos sistemas naturais de reprodução sexuada, gerando duas novas cadeias. A posição de corte é escolhida de forma aleatória (Goldberg, 1989).

Enquanto uma alta probabilidade de cruzamento permite uma maior troca entre indivíduos, e consequentemente uma maior investigação no espaço de modelos, uma baixa probabilidade de cruzamento limita a pesquisa no espaço de modelos, podendo levar a uma convergência para um extremo local.

2.3.2.4 – Operador de mutação

A mutação é uma alteração de paridade (1 ou 0) de um determinado *bit* da cadeia, definido através de uma probabilidade de ocorrência da mutação. A posição na cadeia, também é aleatoriamente escolhida e desta forma, semelhante ao processo de cruzamento, a mutação pode ocorrer ou não, a depender da probabilidade definida.

Enquanto a seleção afeta a sobrevivência dos melhores indivíduos entre gerações sucessivas, o cruzamento compartilha as informações entre os indivíduos. O propósito da mutação é garantir uma certa diversidade na população, que seria gradualmente homogeneizada pelos dois processos anteriores e particularmente pode ser útil na introdução de novo “material genético” e neste caso, possa integrar na nova geração de indivíduos, podendo implicar em uma convergência mais rápida.

Os valores altos de probabilidade da mutação favorecem a exploração no espaço de modelos, ou seja, o algoritmo tende a se comportar como um algoritmo de *Monte Carlo*, previamente definida no item 2.2, em detrimento da condução da pesquisa com base nas informações contidas na população (Sambridge & Drikkoningen, 1992).

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DIRETA - EXPERIMENTOS

A variação da velocidade de propagação das ondas sísmicas com os ângulos de incidência e os azimutes do plano de propagação, impõem mudanças nos padrões dos coeficientes de transmissão e reflexão. Essas mudanças são funções dos contrastes entre os parâmetros elásticos das rochas reservatório e capeadora. A presença de fraturamento pode (se os planos de fraturamento tiverem orientação preferencial) causar variações da velocidade com o azimute de observação. Essas variações causam uma mudança no comportamento das curvas de AVO com o azimute de observação (AVA).

Neste capítulo, são apresentadas simulações dos coeficientes de transmissão e reflexão, através da análise AVO/AVA, em modelos baseados em dados da Bacia de Campos (Abreu & Simões Filho, 1995) e do Mar do Norte. Esta simulação é realizada com as equações de Schoenberg & Protázio (1992) para os coeficientes de reflexão e transmissão de ondas planas nas interfaces planas, separando dois meios anisotrópicos com simetria monoclinica ou superior (meios com pelo menos um plano de simetria paralela à interface).

Os parâmetros equivalentes da rocha fraturada são calculados através da formulação de Hudson (1980,1981).

O reservatório da Bacia de Campos é analisado a influência do grau de fraturamento nos coeficientes de reflexão e transmissão das ondas P. No reservatório do Mar do Norte, procurou-se averiguar vários cenários de modelos, em função de diversos parâmetros: razão de aspecto e densidade das fraturas, velocidades e densidades dos meios e o tipo de fluido (óleo ou gás) presente nas fraturas.

3.1 - Modelos usados

3.1.1 - Modelo de Bacia de Campos

O reservatório caracteriza-se por apresentar microporosidade com baixa permeabilidade, porém com boa produtividade associada a presença de fraturas.

As velocidades das ondas P são obtidas do perfil sônico e as velocidades das ondas S, a partir da razão V_p/V_s , obtidas em ensaios de laboratório. Os dados petrofísicos e as propriedades dos fluidos foram adquiridos de medidas de amostras da zona produtora.

O modelo usado no cálculo dos coeficientes de reflexão e transmissão apresenta uma rocha capeadora isotrópica, sobreposto à rocha reservatório fraturada. As velocidades e densidade dos dois meios são apresentados na figura 3.1.

$V_p = 2540 \text{ m/s}$ $V_s = 1490 \text{ m/s}$ $\rho = 2,25 \text{ g / cm}^3$	Camada Isotrópica
$V_p = 3810 \text{ m/s}$ $V_s = 2140 \text{ m/s}$ $\rho = 2,40 \text{ g / cm}^3$	Camada Fraturada

Figura 3.1 – Modelo de um reservatório da Bacia de Campos.

3.1.2 - Modelos do Mar do Norte

A rocha reservatório, denominada *Chalk A* é fraturada, e tanto a rocha capeadora quanto a unidade sotoposta, *Chalk B*, têm caráter isotrópico (figura 3.2). As informações do modelo são provenientes de dados de poços, análises petrofísicas, sísmica e VSP (Vertical Seismic Profile).

$V_p = 2563 \text{ m/s}$ $V_s = 994 \text{ m/s}$ $\rho = 2,35 \text{ g / cm}^3$	Rocha capeadora (Isotrópico)
$V_p = 2903 \text{ m/s}$ $V_s = 983 \text{ m/s}$ $\rho = 2,08 \text{ g / cm}^3$	<i>Chalk A</i> (Fraturado)
$V_p = 3174 \text{ m/s}$ $V_s = 1326 \text{ m/s}$ $\rho = 2,20 \text{ g / cm}^3$	<i>Chalk B</i> (Isotrópico)

Figura 3.2 – Modelo de um reservatório do Mar do Norte.

3.2 - Programas utilizados

Para a formulação direta, são utilizados dois programas FORTRAN para obtenção das constantes elásticas equivalentes, baseado na formulação de Hudson (1980, 1981); e o outro, para a aquisição dos coeficientes de reflexão e transmissão para meios anisotrópicos, baseado na formulação Schoenberg & Protázio (1992).

As modelagens foram conduzidas em estações de trabalho, SUN SPARC 20, em ambiente UNIX, bem como em micro-computadores. São utilizados também diversos outros pacotes gráficos para visualização dos dados: Grapher, Surfer, Matlab e GMT.

O algoritmo para obtenção dos parâmetros equivalentes é relativamente simples na sua implementação, apesar da complexidade teórica atribuída ao espalhamento das ondas elásticas em meios fraturados. São necessários poucos parâmetros de entrada que podem ser sintetizados em três itens:

- densidade, velocidades das ondas P e S da rocha matriz;
- parâmetros dos fluidos que preenchem as fraturas; e
- aspectos geométricos relativos às fraturas (densidade de fraturamento e razão de aspecto).

A saída do programa são os parâmetros elásticos equivalentes em $10^9 \times [N / m^2]^9$. A modelagem dos coeficientes de reflexão e transmissão foi feito com o algoritmo desenvolvido por Protázio (1992), cujos parâmetros de entrada associados são definidos para cada um dos meios considerados. No exemplo considerado, um meio é isotrópico com três parâmetros de entrada: densidade da rocha e velocidades das ondas P e S. O outro meio é TIH, com seis parâmetros: densidade da rocha e cinco parâmetros elásticos. O algoritmo é para modelos multi-camadas, ou seja, é possível modelar um pacote com várias interfaces.

Neste presente trabalho, foi utilizado um modelo com dois meios e uma interface associada. O programa calcula os coeficientes de reflexão para qualquer azimuth e ângulo de incidência para quaisquer combinações de ondas planas incidentes e refletidas qP, qS1 e qS2.

3.3 - Parâmetros elásticos do meio equivalente

A primeira parte desta modelagem consiste no cálculo da densidade e dos cinco parâmetros elásticos equivalentes para todos os modelos estudados. São considerados diver-

sos cenários dos reservatórios fraturados, em função dos parâmetros usados: grau de fraturamento, ondas S, aspectos geométricos, tipo de fluido da fratura; além de aspectos relativos ao contraste de impedância.

Em todos os modelos, são considerados modelos com fraturamento vertical, representados por meios TIH, com eixo de simetria paralelo ao eixo x_1 .

3.3.1 - Parâmetros para o modelo da Bacia de Campos

No modelo do reservatório da Bacia de Campos são analisados cinco casos de rochas fraturadas, com densidade de fraturamento variando de 1% à 10%, razão de aspecto igual a 0,05 e densidade do óleo de $0,75 \text{ g / cm}^3$, além dos demais parâmetros descritos na figura 3.1.

Os cinco parâmetros elásticos equivalentes (C_{11} , C_{12} , C_{22} , C_{44} e C_{55}), bem como a densidade equivalente da rocha, obtidos para caso estudado, são apresentados na forma matricial de ordem 6 na tabela 3.1.

3.3.2 - Parâmetros para os modelos do Mar do Norte

São analisados diversos cenários para várias combinações das variáveis para os dois casos estudados, referentes as tabelas 3.2 e 3.3. Para o modelo do Mar do Norte da tabela 3.2, são estudados os casos, combinando-se a razão de aspecto, densidade de fraturamento e velocidade da onda S do meio fraturado para óleo. No caso da análise para gás, são estudados as mesmas combinações anteriores, com exceção para a razão de aspecto igual a 0,30.

Os cinco parâmetros elásticos equivalentes, obtidos para os três casos estudados, são apresentados na forma matricial de ordem 6 no anexo 1.

A tabela 3.3 sintetiza os cinco modelos estudados de gás, sendo a camada superior representada pela rocha capeadora (A) e as camadas inferiores, pelos cinco modelos, sendo dois isotrópicos (variáveis B e C) e três fraturados (variáveis D, E e F).

Os valores das velocidades, densidades e razão de aspecto são constantes, enfatizando-se neste caso, a análise da densidade de fraturamento dos modelos.

33,69	12,43	12,43	0	0	0
12,43	34,68	12,70	0	0	0
12,43	12,70	34,68	0	0	0
0	0	0	10,99	0	0
0	0	0	0	10,75	0
0	0	0	0	0	10,75

$$\varepsilon = 1 \%$$

$$\rho_{eq} = 2,38 \text{ g / cm}^3$$

31,52	11,63	11,63	0	0	0
11,63	34,39	12,40	0	0	0
11,63	12,40	34,39	0	0	0
0	0	0	10,99	0	0
0	0	0	0	10,27	0
0	0	0	0	0	10,27

$$\varepsilon = 3 \%$$

$$\rho_{eq} = 2,35 \text{ g / cm}^3$$

29,52	10,89	10,89	0	0	0
10,89	34,11	12,13	0	0	0
10,89	12,13	34,11	0	0	0
0	0	0	10,99	0	0
0	0	0	0	9,82	0
0	0	0	0	0	9,82

$$\varepsilon = 5 \%$$

$$\rho_{eq} = 2,32 \text{ g / cm}^3$$

27,69	10,22	10,22	0	0	0
10,22	33,86	11,88	0	0	0
10,22	11,88	33,86	0	0	0
0	0	0	10,99	0	0
0	0	0	0	9,39	0
0	0	0	0	0	9,39

$$\varepsilon = 7 \%$$

$$\rho_{eq} = 2,28 \text{ g / cm}^3$$

25,26	9,32	9,32	0	0	0
9,32	33,53	11,55	0	0	0
9,32	11,55	33,53	0	0	0
0	0	0	10,99	0	0
0	0	0	0	8,79	0
0	0	0	0	0	8,79

$$\varepsilon = 10 \%$$

$$\rho_{eq} = 2,23 \text{ g / cm}^3$$

34,84	12,86	12,86	0	0	0
12,86	34,84	12,86	0	0	0
12,86	12,86	34,84	0	0	0
0	0	0	10,99	0	0
0	0	0	0	10,99	0
0	0	0	0	0	10,99

Meio Isotrópico de Referência

$$\rho_{eq} = 2,40 \text{ g / cm}^3$$

Tabela 3.1 - Parâmetros elásticos equivalentes e densidade da rocha fraturada para densidades de fraturamento de 1, 3, 5, 7 e 10 %. As unidades dos parâmetros elásticos estão em $10^9 \text{ x [N / m}^2 \text{]}; \varepsilon$ é a densidade de fraturamento; ρ_{eq} é a densidade equivalente.

γ [adimensional]	ε [%]	Tipo de Fluido	Velocidade V_s (<i>Chalk A</i>) [m / s]
0,001	1	Óleo / Gás	983 / 1300
0,01	5		
0,05	10		
0,10	15		
0,30			

Tabela 3.2 - Variáveis analisadas para o modelo do Mar do Norte. ε é a densidade de fraturamento; γ é a razão de aspecto.

Modelo	ρ [g / cm ³]	V_p [m / s]	V_s [m / s]	ε [%]	γ
A) Rocha capeadora (Isotrópico)	2,3	3048	1574	-	-
B) Arenito Fechado (Isotrópico)	2,3	2743	1466	-	-
C) Arenito (Isotrópico)	2,19	2183	1502	-	-
D) Arenito Fraturado	2,19	2183	1502	5	0,01
E) Arenito Fraturado	2,19	2183	1502	10	0,01
F) Arenito Fraturado	2,19	2183	1502	20	0,01

Tabela 3.3 – Variáveis analisadas para cinco modelos de reservatório, enfatizando a análise da densidade de fraturamento.

3.4 – Obtenção dos coeficientes de reflexão e transmissão

A onda plana ao atingir uma interface entre dois meios isotrópicos, muda de direção, gerando para o caso geral (ângulo de incidência diferente de zero), duas ondas com-

pressionais (P) e duas ondas cisalhantes (S): P e S refletidas e P e S transmitidas. Já no meio anisotrópico, as ondas transmitidas não são necessariamente ortogonais às frentes de onda e são geradas três tipos de ondas: compressional e duas cisalhantes, com direções de polarização perpendiculares entre si (figura 3.3).

Os coeficientes de reflexão e transmissão obtidos por modelagem direta em todos os azimutes (AVA) e ângulos de incidência (AVO), com incremento de 1 em 1 grau, para todos os modelos estudados.

Em todos os casos, os modelos são de uma interface separando um meio isotrópico sobreposto à um meio anisotrópico.

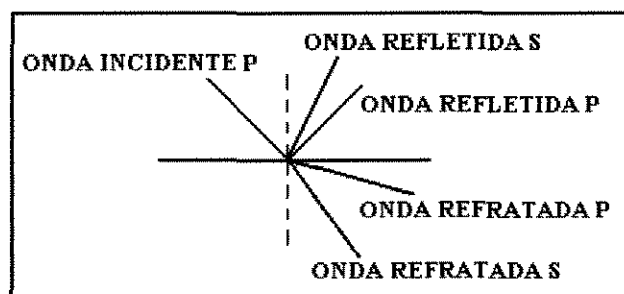


Figura 3.3 – Partição da onda plana com onda incidente P, gerando ondas refletidas P e S e ondas transmitidas P e S.

3.5 – Modelagem para o modelo da Bacia de Campos

São calculados os coeficientes de reflexão das ondas refletidas R_{PP} (onda incidente P e refletida P), R_{PS1} e R_{PS2} e das transmissões T_{PP} , (onda incidente P e transmitida P), T_{PS1} e T_{PS2} , em função do grau de fraturamento da rocha referente aos cinco modelos de fraturamento (1%, 3%, 5%, 7% e 10 %).

A figura 3.4 mostra projeções estereográficas dos coeficientes de reflexão para o modelo com densidade de fraturamento igual a 5 %, para uma variação azimutal de 0 e 90 graus e para todos os ângulos de incidência, de 0 à 90 graus, para a onda P incidente e ondas P, S1 e S2 refletidas.

São considerados dois casos: um meio isotrópico de referência, figuras 3.4a, 3.4b e 3.4c e o meio anisotrópico, figuras 3.4d, 3.4e e 3.4f (representando uma rocha reservatório com densidade de fraturamento igual a 5%). As figuras 3.4g, 3.4h e 3.4i mostram as diferenças entre os dois casos.

No caso isotrópico, nota-se que os coeficientes de reflexão não varia com o azimute no plano de propagação, ou seja, a resposta do AVO não muda com o afastamento em um modelo não fraturado. Além disso, não há conversão de onda P em onda SH (figura 3.4c).

No caso anisotrópico (rocha reservatório fraturada), nota-se que o padrão de AVO e AVA, ao contrário do caso isotrópico, mostra variação com o azimute no plano de propagação (figura 3.4d e 3.4e). Entre outros efeitos, o ângulo de incidência crítica (onde o coeficiente de reflexão da onda R_{pp} cresce bruscamente), varia com o azimute do plano de propagação.

Analogamente, a figura 3.5 mostra os coeficientes de reflexão para a densidade de fraturamento igual a 10%. Com o aumento do grau de fraturamento, os efeitos do AVA são mais pronunciados. As figuras 3.5d e 3.5 g mostram maior variação azimutal comparada com o caso de 5% de fraturamento (figura 3.4).

As figuras 3.6 e 3.7 mostram os coeficientes de transmissão para os mesmos modelos anteriores, da figuras 3.4 e 3.4 (densidade de fraturamento de 5% e 10 %, respectivamente). Algumas observações feitas para os coeficientes de reflexão também se aplicam às ondas transmitidas. Primeiramente, os coeficientes de transmissão são radialmente simétricos nos meios isotrópicos, enquanto que no meio fraturado existe variação desses coeficientes com o afastamento (figuras 3.6d e 3.7d). Esta variação é muito pequena na direção paralela às fraturas, quando comparada ao meio isotrópico, mas é bastante pronunciada na direção perpendicular ao plano de fraturamento (figuras 3.6g e 3.7g); além disso, não existe conversão em ondas SH nos planos de simetria. A diferença entre os coeficientes de transmissão entre os meios fraturado e isotrópico é maior para ondas convertidas (figuras 3.6h e 3.7h), com exceção nos azimutes dos planos de simetria, onde não existe conversão da onda P em SH (figura 3.6f e 3.7f).

De forma semelhante aos resultados das figuras 3.4 e 3.5, nota-se também o aparecimento da conversão da onda P em SH fora dos planos de simetria do meio anisotrópico (figuras 3.6f e 3.7i).

As figuras 3.8a e 3.8b exibem as curvas AVO e AVA, respectivamente para a densidade de fraturamento igual a 5% e 10 %. O menor azimute é perpendicular ao plano de acamamento das fraturas (zero grau), evidenciando a maior variação dos ângulos críticos com o aumento do grau de fraturamento. Além disso, o maior ângulo crítico, nos dois casos, ocorre para o azimute zero grau, perpendicular a direção das fraturas, decrescendo

para a direção paralela (90 graus). Este resultado sugere que as curvas do AVO registradas para diferentes azimutes podem indicar a presença ou ausência de fraturas, sendo válido para as condições da rocha selante isotrópica, ou TIV com camadas planas horizontais.

Os resultados da modelagem para os casos 5% e 10% de densidade de fraturamento mostram que:

- os coeficientes R_{pp} são pequenos para ângulos de incidência próximos à normal e aumentam bruscamente a partir do ângulo crítico;
- os coeficientes de reflexão das ondas R_{ps1} são nulos para incidência normal e aumentam lentamente até o ângulo crítico, quando crescem bruscamente;
- os coeficientes de reflexão das ondas R_{ps2} são sempre nulos em meios não fraturados. Essa reflexão só existe fora dos planos de simetria em meios fraturados e sua intensidade aumenta com o aumento da densidade de fraturamento;
- os coeficientes de transmissão das ondas T_{pp} são grandes próximos à incidência normal e diminuem com o ângulo de incidência, até se anularem após o ângulo crítico;
- os coeficientes de transmissão das ondas T_{ps1} são nulos para incidência normal e crescem abruptamente no ângulo crítico, exceto para propagação no plano normal ao fraturamento;
- os coeficientes de transmissão das ondas T_{ps2} são nulos para incidência normal e no plano paralelo ao fraturamento.

3.6 – Modelagem do reservatório do Mar do Norte

No modelo da figura 3.2, são calculados os coeficientes de reflexão R_{pp} para o topo e base do reservatório fraturado *Chalk A*, combinando-se as variáveis: razão de aspecto, densidade de fraturamento, velocidade V_s e tipo de fluido, referidos na tabela 3.2. Os coeficientes R_{pp} obtidos para os modelos da tabela 3.3 são enfatizados para a análise da densidade de fraturamento.

As modelagens dos modelos dos Mar do Norte foram realizados no Edinburgh Anisotropy Project em Edimburgo, Escócia. A condução e procedimentos na obtenção dos parâmetros equivalentes e no cálculo dos coeficientes de reflexão são os mesmos da modelagem para o reservatório da Bacia de Campos.

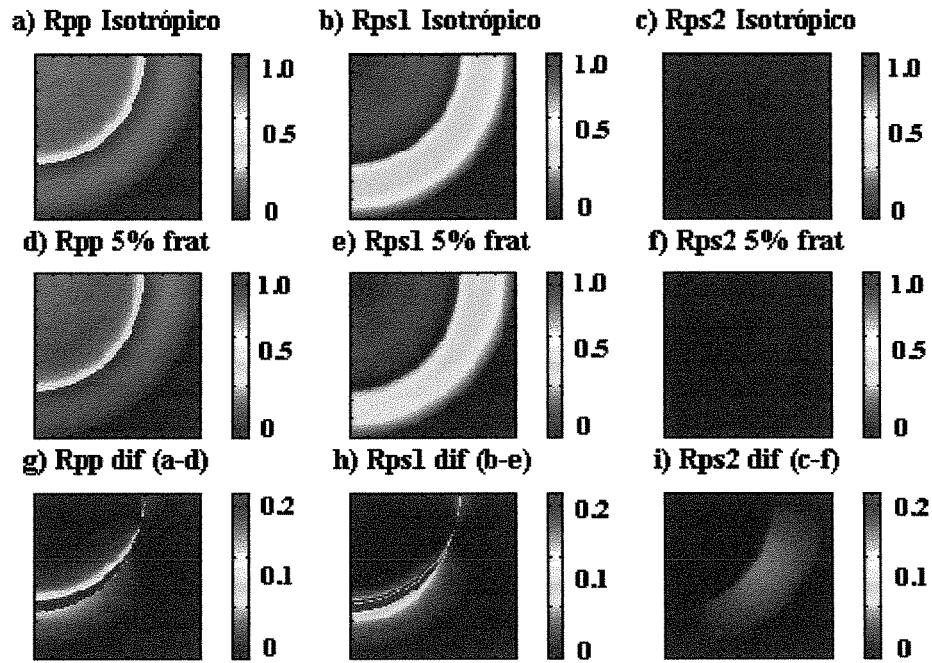


Figura 3.4 – Projeção estereográfica dos coeficientes de reflexão do azimuth e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com ε igual a 5% (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i. A direção do fraturamento é paralela ao eixo horizontal, a incidência normal localiza-se no canto superior esquerdo e o azimuth aumenta no plano do eixo vertical (0° para o eixo horizontal (90°)).

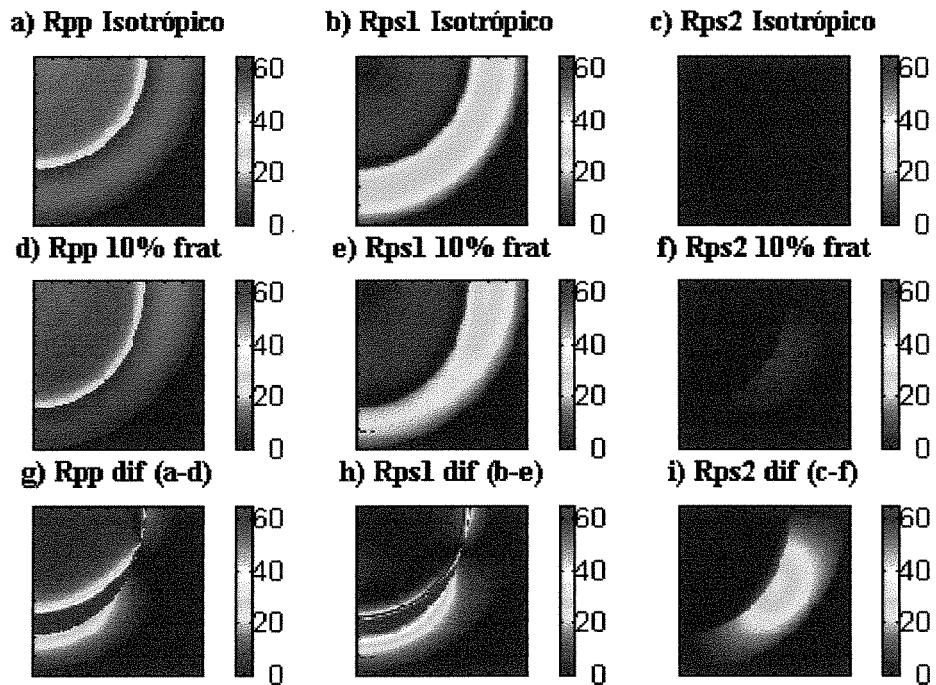


Figura 3.5 – Projeção estereográfica dos coeficientes de reflexão do azimuth e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com $\varepsilon = 10\%$ (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i.

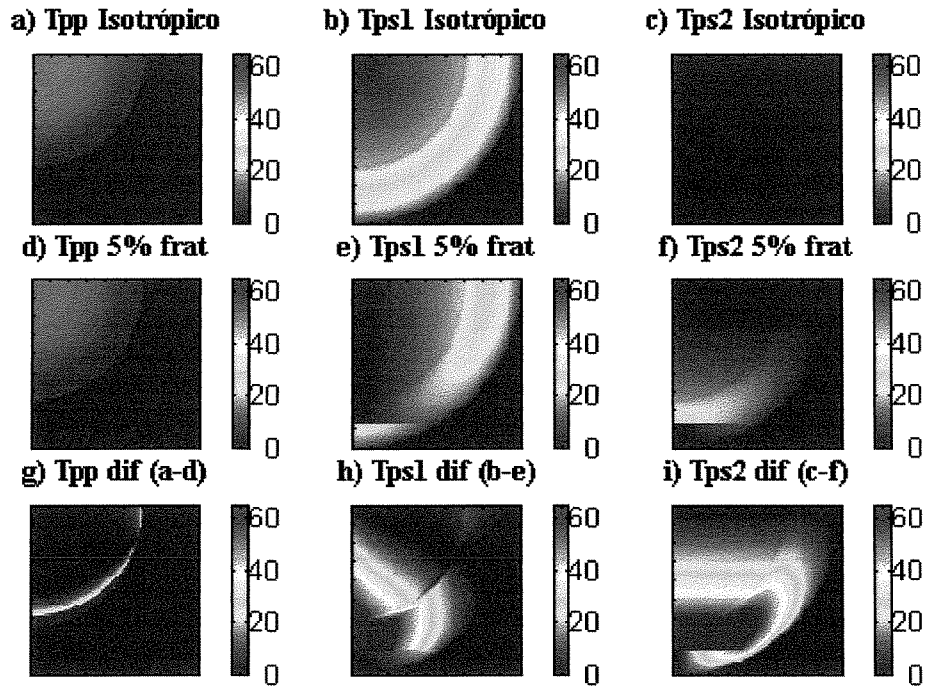


Figura 3.6 – Projeção estereográfica dos coeficientes de transmissão do azimute e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com $\varepsilon = 5\%$ (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i. A direção do fraturamento é paralela ao eixo horizontal, a incidência normal localiza-se no canto superior esquerdo e o azimute aumenta no plano do eixo vertical (0°) para o eixo horizontal (90°).

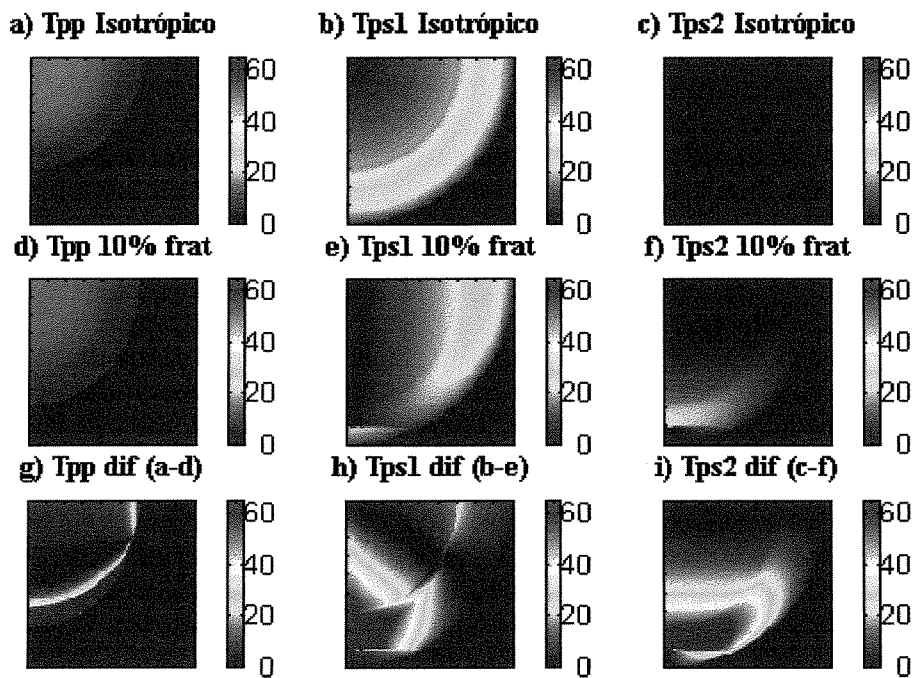
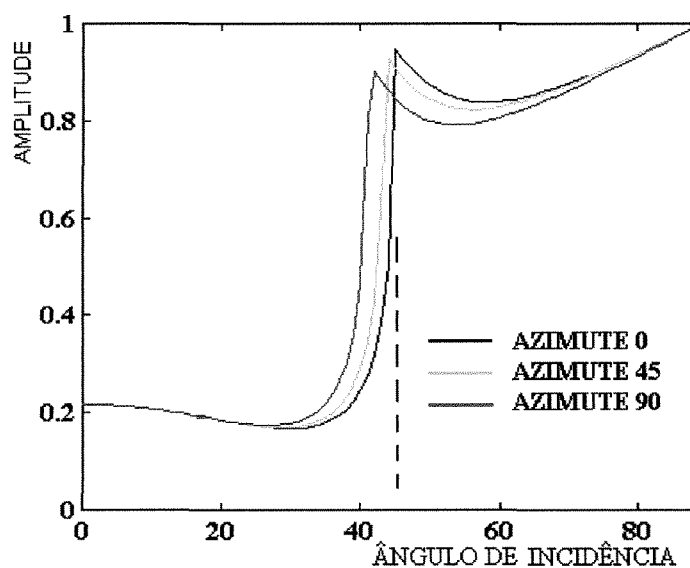
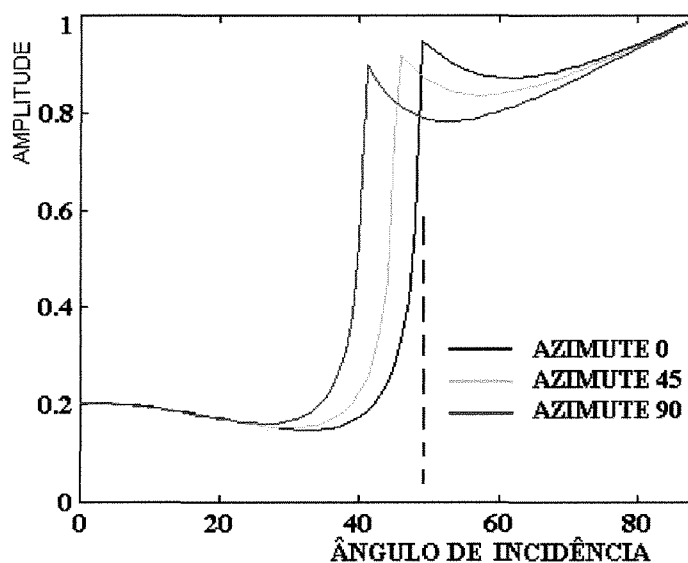


Figura 3.7 – Projeção estereográfica dos coeficientes de transmissão do azimute e ângulo de incidência. Ondas PP, PS1 e PS2 (a, b, c) para o modelo isotrópico e para o modelo fraturado com $\varepsilon = 10\%$ (d, e, f). As diferenças entre os casos fraturado e não fraturado aparecem nas figuras g, h, i.



(A)



(B)

Figura 3.8 – Curvas de AVO para três azimutes para os modelos com ε de 5 % (A) e ε de 10 % (B). O azimute 0 grau é perpendicular à direção das fraturas, correspondendo ao maior ângulo crítico.

Os diversos cenários analisados para o topo e base do reservatório *Chalk A*, preenchidos com óleo nas fraturas, descritos na tabela 3.2, mostram pequena influência da densidade de fraturamento nos coeficientes R_{pp} no topo do reservatório. Por outro lado, para a base do reservatório, os valores dos coeficientes de reflexão são maiores comparativa-

mente ao topo, denotando a influência do contraste de impedância mais pronunciado na base do que no topo. Neste caso, o AVO e AVA é pouco pronunciado para o topo, mesmo com o aumento da densidade de fraturamento. Na base do reservatório, o parâmetro AVO e AVA mostra variação somente para valores de densidade de fraturamento acima de 10% (figura 3.10).

Com o aumento da velocidade das ondas S para 1300 m/s, no modelo da figura 3.2, os coeficientes de reflexão mostram valores mais altos, tanto no topo quanto na base do reservatório. O parâmetro AVO e AVA mostra variação inexpressiva para o topo do reservatório, enquanto que para a base é mais pronunciado, para densidade de fraturamento acima de 5% (figura 3.11).

A figura 3.12 mostra o mesmo modelo anterior, com as fraturas saturadas por gás, para a base do reservatório, para valores distintos da velocidade S, na camada fraturada *Chalk A*. Os coeficientes de reflexão têm valores mais altos comparados com o modelo saturado com óleo nas fraturas. Comparando as figuras 3.12A e 3.10B (V_s igual a 983 m/s), notamos que o parâmetro AVO e AVA mostra variação para a densidade de fraturamento acima de 5% no modelo com gás, enquanto que no modelo com óleo, esta variação ocorre somente para valores acima de 10% de densidade de fraturamento. De forma análoga, comparando as figuras 3.12B e 3.11B (V_s igual a 1300 m/s), é possível identificar variação AVO e AVA para densidade de fraturamento acima de 1% no modelo com gás, enquanto que para o modelo com óleo, é perceptível para valores acima de 5%.

Os cinco modelos analisados referentes à tabela 3.3 não mostram variação azimutal nos modelos isotrópicos (casos B e C), enquanto que para os modelos fraturados (casos D, E e F), o parâmetro AVO e AVA varia com o azimute no plano de propagação, diretamente proporcional ao aumento da densidade de fraturamento, semelhante aos resultados obtidos para o modelo da Bacia de Campos.

A análise dos diagramas permite fazer as seguintes observações:

- o coeficiente R_{pp} é sensível a anisotropia para grandes ângulos de incidência;
- a densidade de fraturamento tem forte influência do contraste de impedância, particularmente na base do reservatório;
- o parâmetro razão de aspecto tem pequena influência nos coeficientes de reflexão, nos modelos onde as fraturas estão saturadas com gás do que com óleo;
- as curvas AVO e AVA são mais suscetíveis aos modelos onde as fraturas

- contém gás, do que os modelos com óleo;
- o aumento da velocidade V_s no reservatório fraturado acentua a resposta das reflexões, mostrando a influência da velocidade frente as variações AVO e AVA.

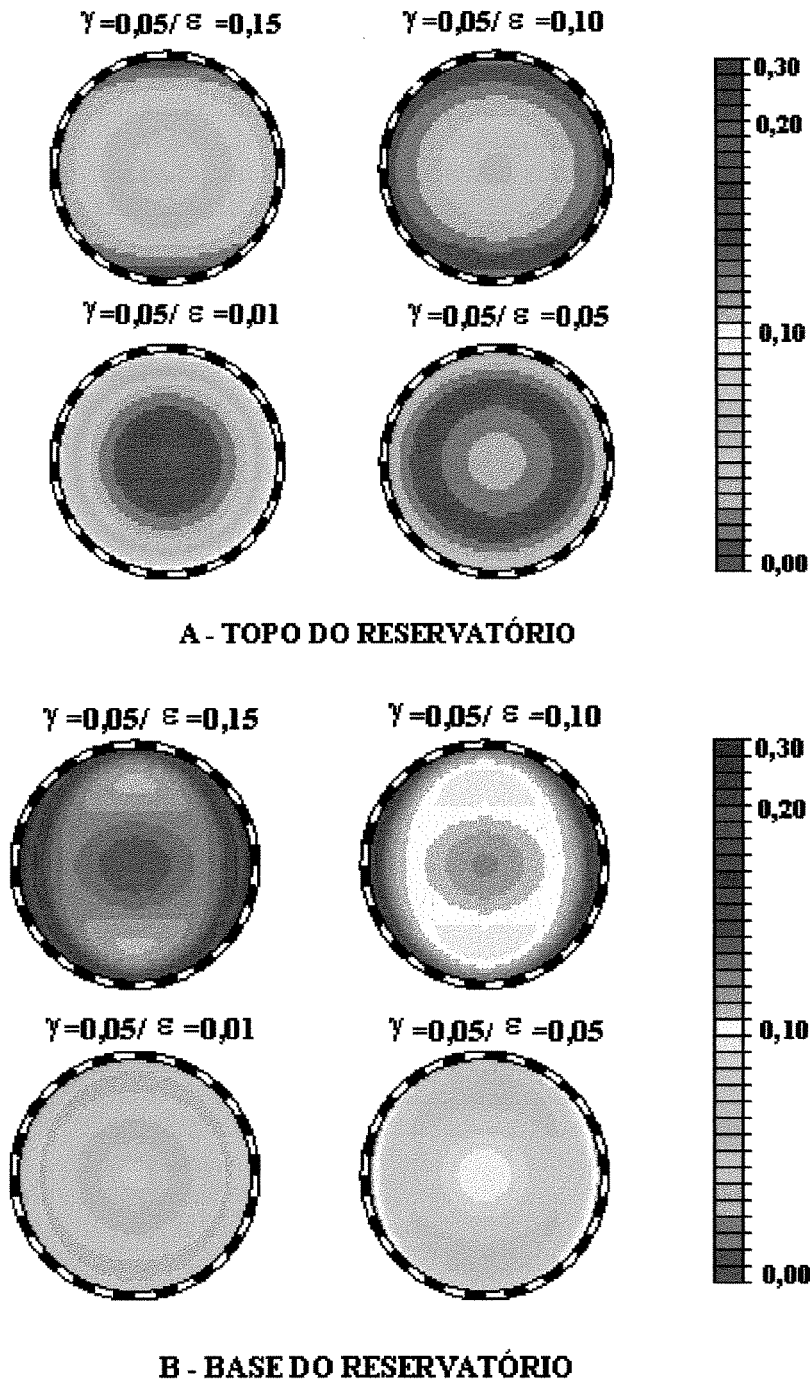
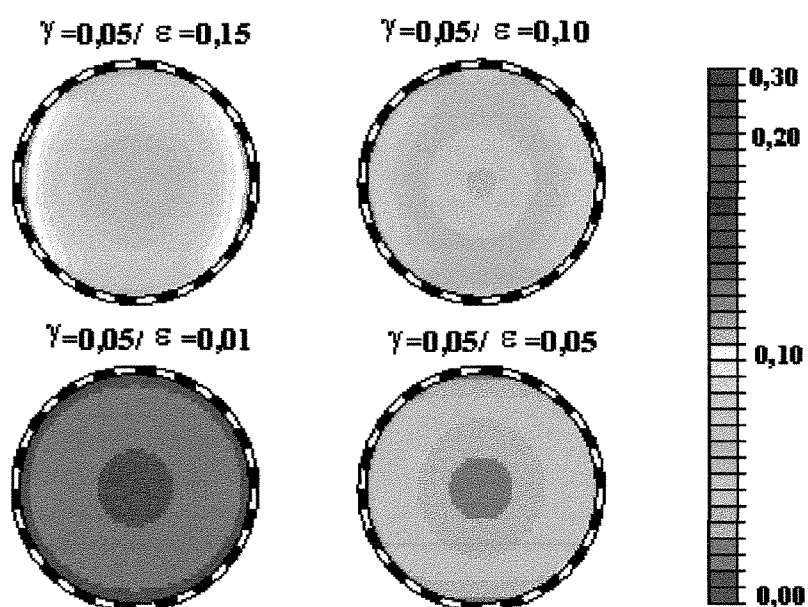
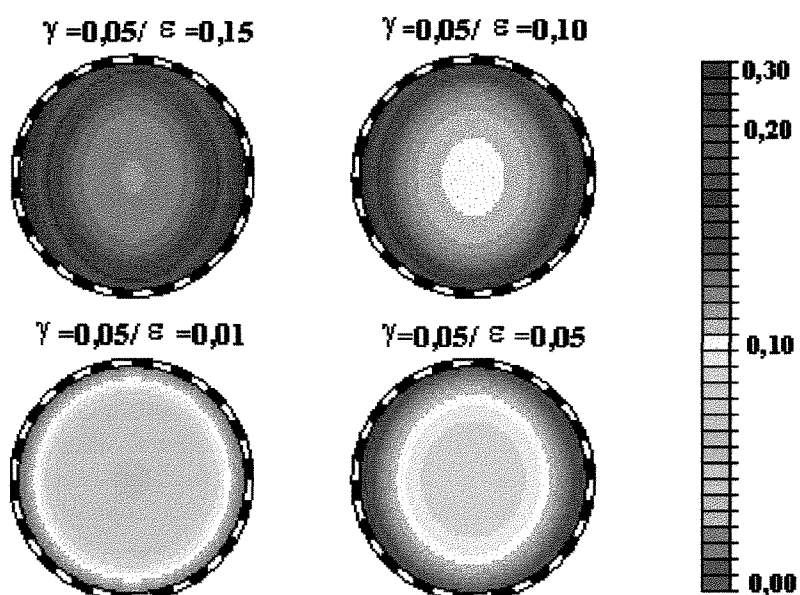


Figura 3.10 – Projeção estereográfica dos coeficientes R_{PP} do topo (A) e base (B) do reservatório, com fraturas preenchidas com óleo, correspondente a um modelo da tabela 3.2 ($\gamma=0,05$; $\varepsilon=1\%$, 5% , 10% e 15% ; $V_s = 983$ m/s). O ângulo de incidência varia de zero a 50 graus.

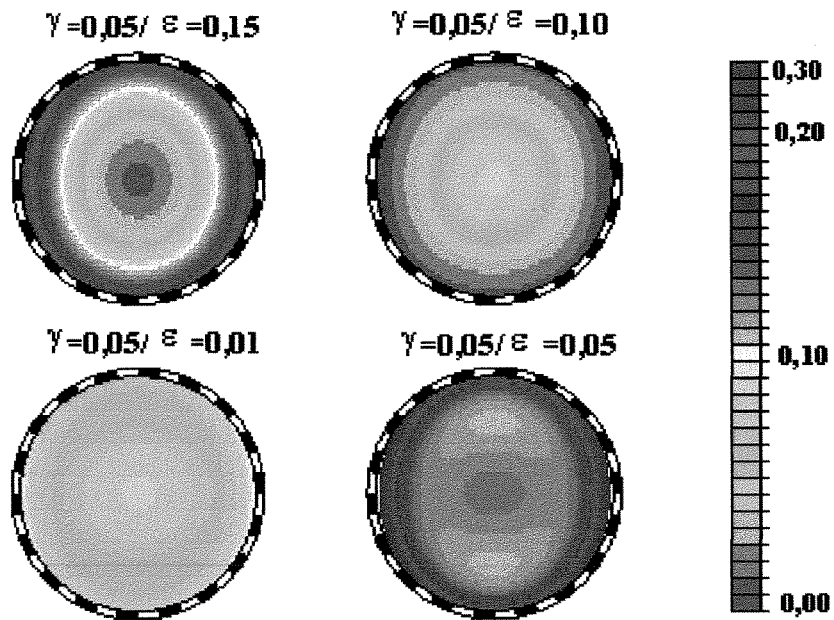


A - TOPO DO RESERVATÓRIO

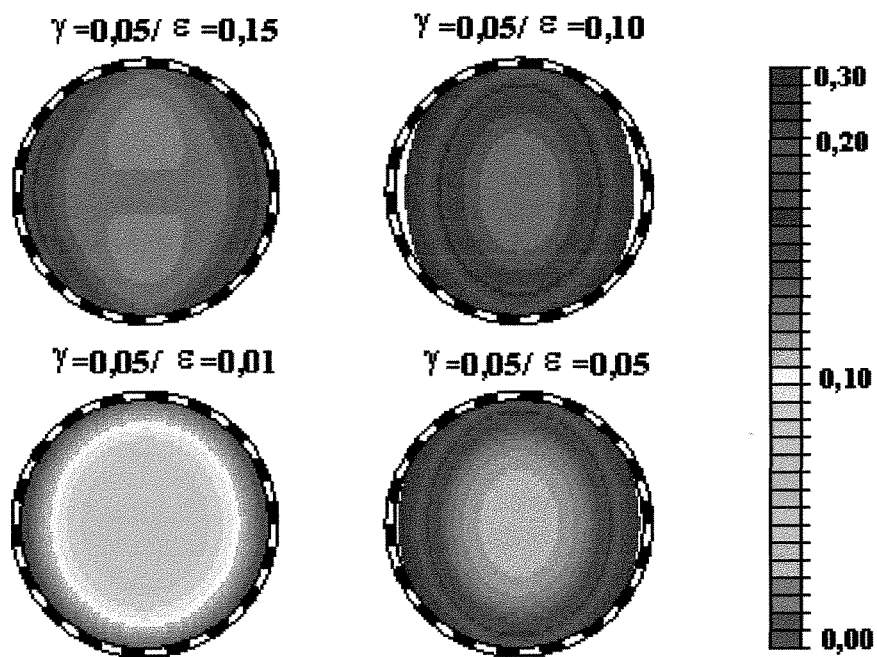


B - BASE DO RESERVATÓRIO

Figura 3.11 – Projeção estereográfica dos coeficientes R_{PP} do topo (A) e base (B) do reservatório, com fraturas preenchidas com óleo, correspondente a um modelo da tabela 3.2 ($\gamma=0,05$; $\varepsilon=1\%$, 5% , 10% e 15% ; $V_s=1300$ m/s). O ângulo de incidência varia de zero a 50 graus.



A - $V_s = 983 \text{ m/s}$



B - $V_s = 1300 \text{ m/s}$

Figura 3.12 – Projeção estereográfica dos coeficientes R_{pp} da base do reservatório, com fratura preenchido por gás, correspondente a um modelo da tabela 3.2 ($\gamma=0,05$; $\epsilon=1\%$, 5% , 10% e 15%). O ângulo de incidência varia de zero a 50 graus. A: $V_s = 983 \text{ m/s}$; B: $V_s = 1300 \text{ m/s}$.

CAPÍTULO 4

MODELAGEM INVERSA

Os métodos de otimização global têm sido aplicados em campos da geofísica: na sísmica de reflexão, Perfil Sísmico Vertical (VSP), sismogramas, forma da onda, em AVO, tomografia, estimativa de modelos de velocidades para migração e estáticas residuais, entre outros (Sen & Stoffa, 1995).

Os estudos experimentais do algoritmo genético têm mostrado grande eficiência, em problemas de otimização que envolvam descontinuidades de funções, ruídos, funções multi-dimensionais, e funções objetivos de caráter multi-modal. O algoritmo genético tem sido aplicado em vários domínios, incluindo otimização numérica de funções, inteligência artificial e controle de adaptação de sistemas. Os algoritmos genéticos têm uso recente na sísmica, sendo introduzidos na geofísica por Stoffa & Sen (1991) em problemas de inversão da forma da onda.

Neste trabalho o algoritmo genético é utilizado na inversão dos coeficientes de reflexão multi-azimutais das ondas compressoriais de um modelo fraturado. Estes meios são representados por meios anisotrópicos transversalmente isotrópico com eixo de simetria horizontal (TIH), dos quais buscamos estimar os cinco parâmetros elásticos e a densidade deste meio.

Procedimentos de inversão convencionais em meios anisotrópicos com análise de AVO geralmente empregam técnicas de otimização local. Contudo, não linearidades associadas ao problema inverso na análise de AVO têm sido reportadas por diversos autores (Sen & Stoffa, 1992; Mallick, 1995). Além disso, os métodos de pesquisa local são inadequados para problemas de AVO, pois a solução não é representativa de todos os possíveis modelos que expliquem as observações igualmente bem. Tradicionalmente, este problema tem sido contornado pela introdução de uma informação *a priori*, próxima do extremo global da função objetivo, nem sempre disponível.

Uma das vantagens desta abordagem do algoritmo genético é que a inversão não linear possibilita uma análise estatística completa dos erros e da resolução do modelo. Neste trabalho, é efetuado uma estatística dos melhores modelos e análise da incerteza dos re-

sultados através da Função de Verosimilhança, mostrando a não unicidade do problema da inversão AVO e AVA.

Neste capítulo são avaliados a inversão dos cinco parâmetros elásticos e da densidade de um meio fraturado, representado pelo meio anisotrópico TIH, simulando um levantamento de vários azimutes e afastamentos. Nenhuma informação *a priori* é introduzida no espaço de modelos dos parâmetros, a não ser o conhecimento da faixa de variação das velocidades na crosta terrestre, restrições quanto a estabilidade elástica em meios sólidos, e pressupostos de um meio com anisotropia suave. Assim sendo, o número de combinações dos parâmetros dos modelos é da ordem de 10^{20} modelos possíveis.

4.1 – Programa de inversão – algoritmo genético

O programa é um processo de otimização global baseado na técnica de pesquisa genética, denominado sistema GENESIS, (Grefenstette, 1990), versão 5.0. Este sistema foi desenvolvido para estudo dos algoritmos genéticos para convergência de funções. O algoritmo é desenvolvido em linguagem C, permitindo a representação das estruturas genéticas (genes) em vetores de números reais, bem como em cadeia binária, na forma de *bits*.

O algoritmo genético necessita dos seguintes parâmetros de entrada: tamanho da população, comprimento das estruturas em *bits*, taxa de cruzamento e taxa de mutação. A população inicial pode ser escolhida aleatoriamente, ou é possível introduzir uma população pré definida. A seleção permite o uso da seleção proporcional ao ajuste ou ainda o método *Ranking*, este último é utilizado neste trabalho.

A saída do programa permite várias opções para avaliação da performance do algoritmo genético com a avaliação das estruturas em cada geração, o valor da melhor média obtida de todos os experimentos, as estatísticas da convergência do algoritmo e o acompanhamento interativo das estatísticas em cada geração.

4.2 – Parametrização do espaço de modelos

A parametrização do espaço de modelos é o primeiro e importante passo no procedimento da inversão não linear. Neste trabalho são utilizados os dados sintéticos dos coeficientes de reflexão das ondas compressionais, obtidos para um modelo de reservatório

fraturado, com duas camadas e uma interface associada, sendo o meio inferior, afetado por fraturas plano paralelas verticais, com densidade de fraturamento igual à 5% (tabela 4.1).

O espaço de modelos utilizado foi definido em termos dos parâmetros elásticos e densidade equivalente, escolhidos de modo a permitir uma ampla variação de valores compatíveis com que encontramos nas rochas. Desta forma, os valores mínimo e máximo dos parâmetros elásticos foram escolhidos com base nos limites da propagação observável das ondas sísmicas.

Camada Isotrópica
$V_p = 2540 \text{ m/s}$
$V_s = 1490 \text{ m/s}$
$\rho = 2,25 \text{ g/cm}^3$
Camada Fraturada
$V_p = 3810 \text{ m/s}$
$V_s = 2140 \text{ m/s}$
$\rho = 2,40 \text{ g/cm}^3$
Densidade do óleo = $0,75 \text{ g/cm}^3$
Densidade de Fraturamento = 5 %
Razão de Aspecto = 0,05
Parâmetros Elásticos Equivalentes ($\times 10^9 \text{ N/m}^2$)
$C_{11} = 29,52 \text{ N/m}^2$
$C_{12} = 10,89 \text{ N/m}^2$
$C_{22} = 34,11 \text{ N/m}^2$
$C_{44} = 10,99 \text{ N/m}^2$
$C_{55} = 9,82 \text{ N/m}^2$
Densidade Equivalente = $2,32 \text{ g/cm}^3$

Tabela 4.1 - Parâmetros do modelo e do meio equivalente utilizado para gerar os dados “observados” no processo de inversão.

Desta forma, a faixa de variação dos valores de C_{11} e C_{33} foram escolhidos, de modo a representar a variação das ondas compressionais, aproximadamente entre 1500 m/s e 4500 m/s. Já os parâmetros C_{44} e C_{55} , representativos das ondas cisalhantes, variam entre 900 m/s e 4300 m/s (tabela 4.2).

A primeira coluna da tabela 4.2 mostra os cinco parâmetros elásticos e a densidade equivalente que são invertidos. Na segunda coluna, temos o número de *bits* de cada parâmetro, na discretização binária. Portanto, cada parâmetro elástico tem 2^{12} valores possíveis e a densidade equivalente, cerca de 2^7 valores, totalizando um espaço de modelos de 2^{67} , aproximadamente, 10^{20} modelos possíveis para este problema. Aplicando a equação 2.1, obtemos a faixa de variação possível, mostrada na terceira coluna. A quarta e quinta colu-

nas mostram os limites inferior e superior de cada parâmetro que são pesquisados pelo algoritmo genético.

PARÂMETROS	Número de <i>bits</i>	ΔC $\times 10^9 [\text{N/m}^2]$	VARIAÇÃO $\times 10^9 [\text{N/m}^2]$	VARIAÇÃO [m/s]
C_{11}	12	$\pm 20,48$	5,22 – 46,17	1500 – 4490
C_{12}	12	$\pm 20,48$	-5,00 – 35,95	1500 – 4490
C_{22}	12	$\pm 20,48$	5,22 – 46,17	1500 – 4490
C_{44}	12	$\pm 20,48$	1,88 – 42,83	900 – 4297
C_{55}	12	$\pm 20,48$	1,88 – 42,83	900 – 4297
ρ_{eq}	7	$\pm 0,64$	1,61 – 2,88 [g/cm ³]	

Tabela 4.2 - Codificação e faixa de variação dos parâmetros elásticos e da densidade no espaço dos modelos para a inversão.

4.3– Estabilidade em meio sólido

Com os limites para os parâmetros impostos na faixa de propagação das ondas sísmicas, ainda assim, o espaço de modelos possíveis para o problema de inversão AVO/AVA é enorme, na ordem de 10^{20} modelos possíveis, tornando-o do ponto de vista computacional muito dispendioso. As restrições impostas ao problema dizem respeito a estabilidade em meios sólidos, de modo que o cálculo dos dados sintéticos (fase de modelagem direta no processo de inversão do algoritmo genético) não é realizada se alguma restrição física imposta não for atendida e, neste caso, o algoritmo pesquisa um novo conjunto de parâmetros.

As restrições são de dois tipos: um relacionado a estabilidade elástica em meios sólidos e outro, assumindo um meio fracamente anisotrópico, ou seja, fisicamente temos um meio onde as velocidades das ondas cisalhantes são sempre menores que a propagação das ondas compressoriais em qualquer direção, além de não ocorrer triplicação ou nenhuma polarização anômala.

Um meio elástico é dito estável, se uma energia é requerida para provocar uma deformação arbitrária. Os elementos da diagonal principal da matriz 6 x 6 dos parâmetros elásticos devem ser positivos, condição necessária, porém não suficiente para garantir a positividade da energia da deformação (Helbig, 1994). Desta forma, foram implementadas no algoritmo, as condições necessárias para garantir a estabilidade para um meio elástico.

Para maiores detalhes, ver Helbig, 1994. Assume-se também um meio fracamente anisotrópico, sem polarização anômala, nem triplicação, cujas restrições são:

$$\min(C_{11}, C_{12}, C_{13}) > \max(C_{44}, C_{55}, C_{66}) \quad 4.1$$

$$C_{23} + C_{44} > 0 \quad 4.2$$

4.4 - Função objetivo

A solução da inversão reduz o problema inverso à determinação do modelo que minimiza a discrepância entre os dados observados e calculados, fornecida pela função objetivo, representada pela norma L (equação 4.3):

$$L_p \Rightarrow \|e\|_p = \left[\sum_{i=1}^N |e_i|^p \right]^{\frac{1}{p}} \quad (4.3)$$

onde,

L_p = norma de ordem p;

e = diferença entre os dados observados e calculados; e

N é o número de modelos.

A proposta da inversão neste trabalho, consiste em minimizar uma função objetivo, que mede a norma entre os coeficientes de reflexão das ondas compressonais “observados” e os dados calculados em cada passo do processo de inversão do algoritmo genético. Assumindo-se que os erros têm uma distribuição gaussiana, é utilizado a norma L2 neste estudo para encontrar um modelo ótimo que minimize as diferenças entre os coeficientes observados e calculados em cada iteração do processo da inversão (equação 4.4):

$$\phi(m) = \frac{1}{n} \left[\sum_{\varphi} \sum_{\theta} |R_{\text{obs}}(\varphi, \theta, m_0) - R_{\text{cal}}(\varphi, \theta, m)|^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad 4.4$$

onde,

ϕ = função objetivo;

m_0 , m = modelo “verdadeiro” e modelo calculado em cada iteração, respectivamente;

R_{obs} = coeficientes de reflexão das ondas compressionais dos dados observados;

R_{cal} = coeficientes de reflexão obtidos a partir do modelo m ;

φ, θ = azimuth e ângulo de incidência, respectivamente; e

n = número de observações.

4.5– Avaliação do algoritmo genético

Foram realizados vários testes para avaliação da performance do algoritmo. Primeiramente, um experimento atuou sobre o número de iterações, ou seja, o número de gerações necessários para a convergência para um erro mínimo aceitável, no caso, em função da faixa de resolução operacional do computador, que é de 10^{-16} na estação SUN SPARC 20. Outro teste efetuado pretendia avaliar o tempo de CPU em função do número de iterações. Foi avaliado também a performance do algoritmo genético para diferentes taxas de mutação.

4.5.1 – Performance do programa

O experimento para avaliar a performance do programa foi conduzido para o modelo com a geometria de aquisição para cinco azimutes e cinco ângulos de incidência, ou seja de 18 em 18 graus em função do número de iterações. Foram utilizadas uma gama de iterações de 100 à 100.000 (tabela 4.3). A tabela 4.3 mostra que o erro quadrático é grande para um número de iterações baixo e a partir de 20.000 iterações, situa-se na primeira casa decimal. Para 100.000 iterações, o erro é de quatro casas decimais, correspondendo a mais de duas horas de CPU.

Desta forma, resolveu-se adotar 50.000 iterações como padrão para os experimentos, com um erro na segunda casa decimal, correspondendo em termos de velocidade sís-

mica, a uma resolução na casa da dezena de metros por segundo e secundariamente em função do tempo de CPU de pouco mais de uma hora.

Número de iterações	Tempo de CPU [minutos]	Erro mínimo quadrático
100	0.1	36,8446
1.000	1	28,9635
2.500	3	14,9934
5.000	7	18,7361
10.000	13	0,4904
20.000	26	0,1171
30.000	40	0,0766
40.000	53	0,0454
50.000	72	0,0118
60.000	80	0,0082
70.000	95	0,0099
80.000	105	0,0010
90.000	123	0,0004
100.000	139	0,0004

Tabela 4.3 - Tempo de CPU em função do número de iterações, na estação SUN SPARC 20, ambiente UNIX, sistema operacional Solaris. O erro mínimo quadrático é função dos parâmetros dos dados observados.

4.5.2 – Taxa de mutação

Procurou-se com o experimento da taxa de mutação explorar o espaço de modelos de modo a manter uma diversidade da população a fim de evitar a convergência prematura.

Foi também utilizado o modelo com cinco azimutes e cinco ângulos de incidência, e os resultados são mostrados que para um número grande de iterações o erro diminui, entretanto, a diminuição da taxa de mutação não diminui necessariamente o erro, pois a mutação é aleatoriamente executada no programa (tabela 4.4).

Neste experimento, a maior probabilidade de pesquisa no espaço de modelos, é usando a taxa maior de mutação (0,1 %). Entretanto, usando uma taxa menor (0,001 %), foi obtido um erro quadrático pequeno. Desta forma optou-se em manter uma certa aleatoriedade ao sistema, definindo-se a taxa de mutação em 0,01 %.

Taxa de mutação	Número de iterações	Erro mínimo quadrático
0,1 %	50.000	2,0740
	100.000	1,7820
0,01 %	50.000	22,180
	100.000	8,7670
0,001 %	50.000	0,0118
	100.000	0,0004

Tabela 4.4 - Taxa de mutação em função do número de iterações. O erro diminui em função do aumento do número de iterações e não em função da diminuição da taxa de mutação.

4.5.3 – Grau de resolução

O grau de resolução dos parâmetros a serem invertidos foram testados na precisão de décimos e centésimos das variáveis envolvidas em função do número de iterações, levando-se em consideração a acurácia dos dados sísmicos de reflexão (tabela 4.5):

Neste caso o intervalo de variação adotado, ou seja o grau de resolução para os parâmetros elásticos adotado é igual a $0,01 \times 10^9 \text{ N/m}^2$; e o intervalo para a densidade equivalente igual a $0,01 \text{ g/cm}^3$, compatíveis com a resolução dos dados sísmicos de reflexão.

Precisão [%]	Número de iterações	Erro mínimo quadrático
0,1	50.000	2,0743
	100.000	1,7823
0,01	50.000	0,0004
	100.000	0,0004

Tabela 4.5 – Precisão em função do número de iterações. O erro diminui com o aumento do grau de resolução.

4.6 - Experimentos com o modelo

Os experimentos têm como objetivo, verificar o número de azimutes e ângulo de incidência necessários para testar o procedimento de inversão dos dados observados dos

coeficientes de reflexão. em função da variação do número de azimutes, ângulo de incidência, número de iterações e cobertura angular. Foram realizados 25 experimentos (tabela 4.6).

	Azimute [graus]	Ângulo de incidência [graus]	Número de iterações	Cobertura angular [graus]
1	0	90	100.000	1
2	45	90	100.000	1
3	90	90	100.000	1
4	0, 90	45	100.000	1
5	0, 90	60	100.000	1
6	30, 60	45	100.000	1
7	30, 60	60	100.000	1
8	0, 45, 90	15	50.000	1
9	0, 45, 90	30	50.000	1
10	0, 45, 90	45	50.000	1
11	0, 45, 90	15	50.000	2
12	0, 45, 90	30	50.000	2
13	0, 45, 90	45	50.000	2
14	0, 45, 90	15	100.000	1
15	0, 45, 90	30	100.000	1
16	0, 45, 90	45	100.000	1
17	0, 45, 90	15	100.000	2
18	0, 45, 90	30	100.000	2
19	0, 45, 90	45	100.000	2
20	0, 30, 60, 90	15	50.000	2
21	0, 30, 60, 90	30	50.000	2
22	0, 30, 60, 90	45	50.000	2
23	0, 22.5, 45, 67.5, 90	15	50.000	2
24	0, 22.5, 45, 67.5, 90	30	50.000	2
25	0, 22.5, 45, 67.5, 90	45	50.000	2

Tabela 4.6 - Experimentos realizados com o modelo na inversão dos coeficientes de reflexão multi-azimutal. Parâmetros envolvidos: azimuth, ângulo de incidência, número de iterações e cobertura angular para o ângulo de incidência, de 1 em 1 grau e de 2 em 2 graus.

4.7 - Resultados

Os resultados dos experimentos a tabela 4.6 são mostrados na tabela 4.7. Em cada teste foram colecionados os 30 melhores resultados obtidos com base nos valores da função objetivo, sendo que os valores dos seis parâmetros obtidos após a inversão, referem-se ao melhor resultado entre os 30 valores coletados em cada experimento.

A tabela também aponta em qual iteração é obtido o melhor resultado, bem como o valor associado ao modelo experimental, e também o tempo de CPU exigido para cada teste. O menor tempo de CPU, função do número de observações e do número de iterações, foi de 17 minutos no teste mais rápido (com três azimutes, incidência máxima de 15 graus, 50.000 iterações e 2 em 2 graus de espaçamento na incidência angular). No teste mais longo, o tempo de CPU aumentou para quase 4 horas (três azimutes, incidência angular máxima de 45 graus, 100.000 iterações e 1 em 1 grau na incidência angular).

Os resultados mostram de maneira geral, baixa performance na inversão para um número pequeno de azimutes e uma incidência angular baixa. A medida que aumenta a cobertura azimutal e o ângulo de incidência, os valores da função objetivo tendem a valores menores, isto é, o erro diminui.

Analisando os testes para três azimutes, os resultados mostram que o número de iterações afeta pouco a performance da inversão; o valor da função objetivo situa-se na faixa de 10^{-3} a 10^{-5} , a cobertura angular de 1 em 1 grau, ou de 2 em 2 graus, de modo geral, pouco afeta o valor do erro associado ao modelo.

O termo “erro associado ao modelo” na tabela 4.7, refere-se a equação 4.5:

$$E_{\text{mod}} = \frac{\sum_{i=6} \left(\frac{m_0 - m}{m} \right)}{6} \quad 4.5$$

onde,

E_{mod} = erro associado ao modelo.

Para quatro azimutes (testes 20 a 22) e cinco azimutes (testes 23 a 25), a inversão mostra que os valores da função objetivo situam-se na mesma ordem de grandeza da inversão com três azimutes, isto é variando entre 10^{-3} e 10^{-5} .

	ρ	C_{11}	C_{12}	C_{22}	C_{44}	C_{55}	Função Objetivo	Iteração	Erro no Mo- delo	Tempo CPU [min]
Modelo	2,32	29,32	10,89	34,11	10,99	9,82				
1	2,19	27,88	10,78	36,14	18,00	9,62	4,34E-04	87683	0,1390	144
2	2,70	24,47	19,28	29,38	11,24	13,18	1,18E-03	58251	0,2670	107
3	2,32	27,50	6,99	34,11	10,99	17,86	1,28E-08	30223	0,2065	134
4	2,32	29,42	14,44	34,13	11,00	12,28	6,06E-04	98836	0,0960	144
5	2,32	29,48	10,83	34,14	11,00	9,70	6,65E-04	63807	0,0042	193
6	2,69	21,16	19,68	29,29	9,84	16,04	1,31E-03	79325	0,3540	101
7	2,59	23,58	17,23	30,49	9,99	14,51	2,78E-03	61899	0,2610	139
8	2,03	32,82	13,72	38,99	12,28	11,32	9,25E-05	21268	0,1529	39
9	2,29	28,53	12,29	34,58	11,24	10,76	5,72E-04	31796	0,0501	68
10	2,29	28,76	11,61	33,51	10,59	9,16	6,33E-03	45037	0,0366	108
11	2,46	21,84	12,00	32,17	10,52	10,51	5,48E-05	33901	0,0979	17
12	2,27	28,27	11,77	34,88	11,32	10,28	4,14E-04	25477	0,0396	36
13	2,32	29,41	11,02	34,35	11,27	9,85	2,17E-03	26187	0,0084	59
14	2,04	28,26	13,91	38,80	12,26	11,33	7,46E-05	99913	0,1400	84
15	2,29	29,19	12,41	34,58	11,20	10,76	4,10E-04	61544	0,0476	139
16	2,30	29,22	11,04	33,87	10,94	9,63	2,68E-03	81743	0,0095	213
17	2,46	25,90	11,94	32,17	10,52	10,51	3,94E-05	79870	0,0739	41
18	2,27	28,81	11,78	34,87	11,29	10,29	3,75E-04	76677	0,0360	84
19	2,32	29,49	10,99	34,11	11,05	9,83	6,10E-04	87556	0,0036	113
20	2,46	12,22	13,57	32,16	10,48	11,28	8,17E-05	40271	0,1964	27
21	2,28	28,50	11,46	34,72	11,29	10,13	3,46E-04	38745	0,0290	51
22	2,32	29,46	11,18	34,20	10,95	9,86	2,66E-03	42643	0,0070	67
23	2,46	31,65	12,41	32,17	10,52	10,81	5,74E-05	27675	0,0799	30
24	2,44	31,77	10,82	32,43	10,47	9,98	5,60E-04	43077	0,0424	68
25	2,33	29,36	11,29	33,91	10,72	10,00	2,71E-03	33809	0,0152	88

Tabela 4.7 - Melhor resultado da inversão em cada um dos 25 experimentos para os seis parâmetros, com base na função objetivo. Os parâmetros do modelo são os dados “verdadeiros”. O tempo de CPU é referente para a estação SUN SPARC 20, ambiente UNIX, sistema operacional Solaris.

Na prática, em um processo de inversão, temos como resultado os valores dos parâmetros invertidos associados aos valores da função objetivo. Notamos que o menor valor da função objetivo de todos os testes realizados, é o teste de número 3 (tabela 4.6), com um valor na ordem de 10^{-8} com somente um único azimuth, ângulo de incidência máxima de 90 graus (de 1 em 1 grau) e 100.000 mil iterações.

Entretanto, ao compararmos os coeficientes de reflexão obtidos pela modelagem direta dos parâmetros invertidos deste teste com os dados observados, é notório um perfeito ajuste somente para o azimuth de 90 graus (figura 4.1). Para os demais azimuths (0, 45 e 60 graus), há uma discrepância grande entre os dados “observados” e calculados pela modelagem direta dos parâmetros invertidos, demonstrando que somente a análise numérica do valor da função objetivo não conduz a resultados satisfatórios na inversão.

Ao analisarmos os resultados da inversão do teste 3, notamos também um erro pequeno no valor da função objetivo no teste 17, na ordem de 10^{-5} , na inversão com três azimuths, incidência angular máxima de 15 graus (de 2 em 2 graus) e 100.000 mil iterações (figura 4.2). Podemos notar visualmente que para baixos ângulos de incidência, até aproximadamente 20 graus, o ajuste é perfeito para qualquer um dos 4 azimuths. Porém, para valores maiores de 20 graus do ângulo de incidência, discrepâncias ocorrem entre os coeficientes de reflexão dos dados observados e obtidos pela modelagem direta dos parâmetros invertidos deste teste.

De forma análoga, os testes com quatro e cinco azimuths mostram boa performance dos valores da função objetivo para incidência de 15 graus (testes 20 e 23), o que não é retratado se compararmos com o erro associado ao modelo, onde notamos que o erro diminui para ângulos de incidências maiores (testes 21 e 22).

Neste estudo, é possível comparar com os parâmetros dos dados “observados”, pois estes parâmetros que originaram os coeficientes de reflexão são conhecidos e deste modo é possível compararmos com o erro associado ao modelo.

Assim, podemos observar que a análise simples do valor da função objetivo não satisfaz a solução do problema de inversão. Assim, podemos verificar que menos de três azimuths é insuficiente para suportar uma inversão AVO e AVA, e que baixos ângulos de incidência também não contribuem para uma melhor performance dos valores da função objetivo.

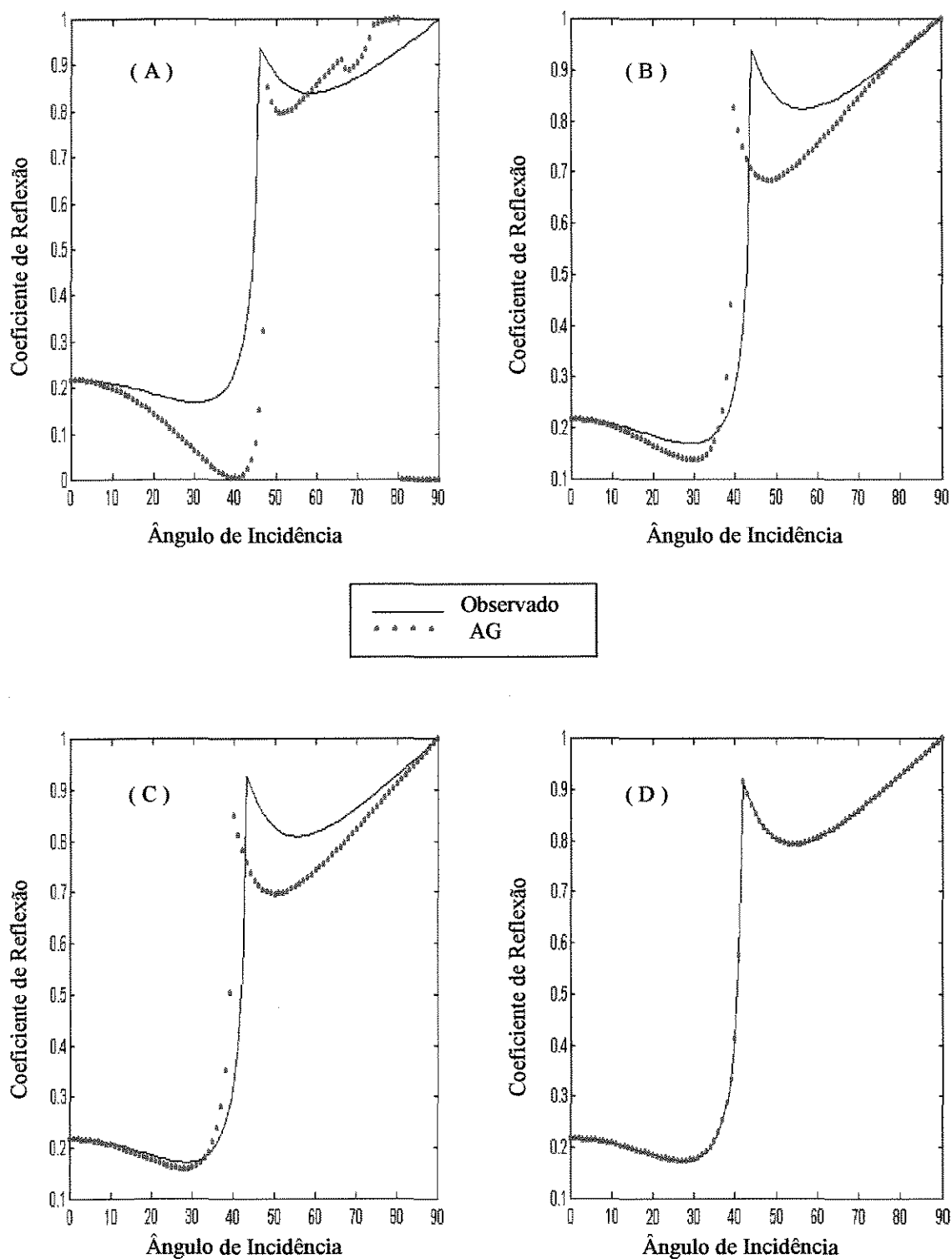


Figura 4.1 – Coeficientes de reflexão versus ângulo de incidência. Comparação entre os dados observados e calculados através da modelagem direta dos parâmetros invertidos do melhor modelo obtido da inversão do teste 3 (inversão com um único azimute à 90 graus e com incidência máxima de 90 graus). Só há um bom ajuste no azimute de aquisição de dados, isto é no azimute a 90 graus. (A) = azimute de 0 grau; (B) = azimute de 45 graus; (C) = azimute de 60 graus e (D) = azimute de 90 graus.

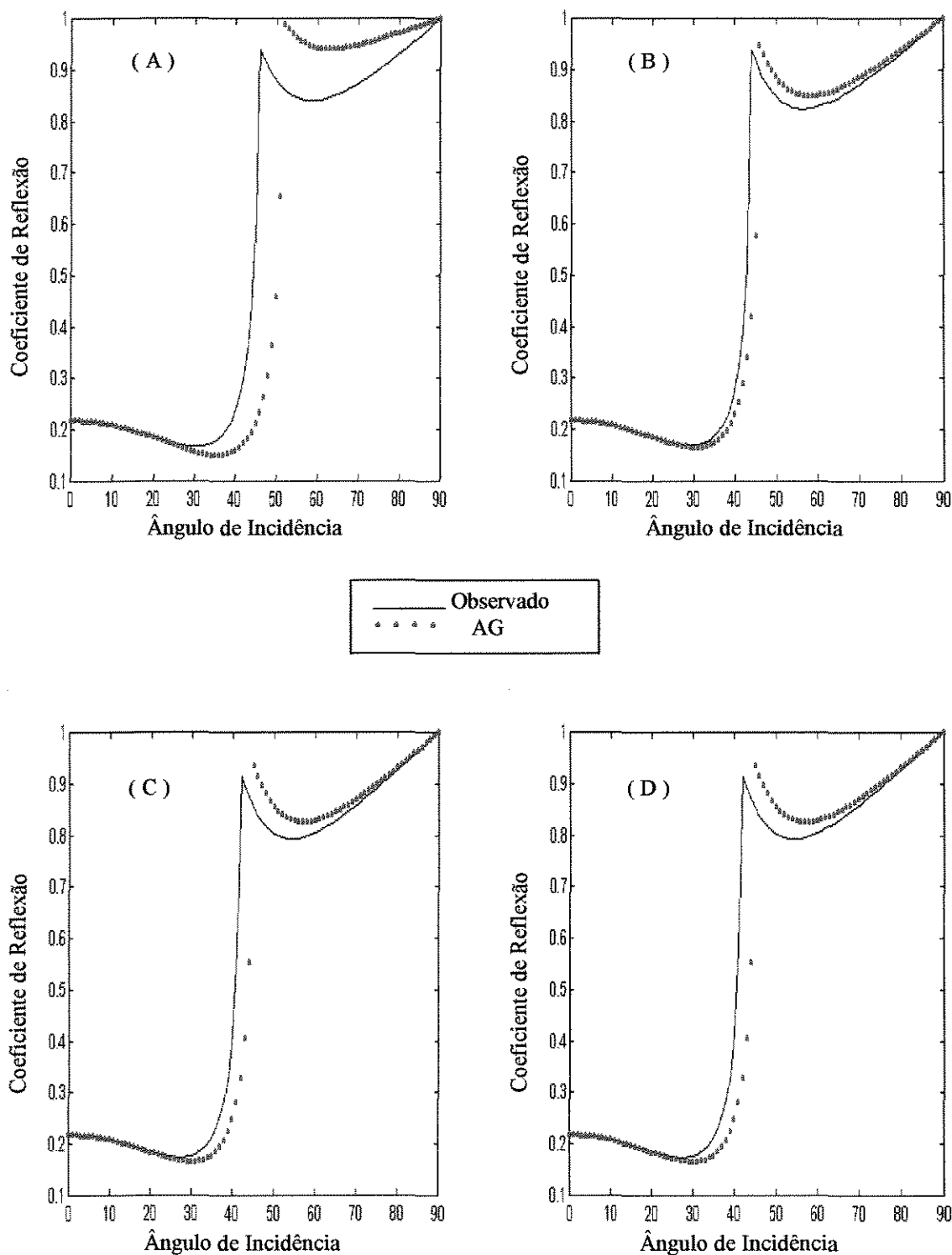


Figura 4.2 – Coeficientes de reflexão versus ângulo de incidência. Comparação entre os dados observados e calculados através da modelagem direta dos parâmetros invertidos do melhor modelo obtido na inversão do teste 17 (inversão com três azimutes e incidência máxima de 15 graus). (A) = azimute de 0 grau; (B) = azimute de 45 graus; (C) = azimute de 60 graus e (D) = azimute de 90 graus.

4.7.1 - Melhor resultado obtido

Os melhores resultados com base no erro associado, são alcançados para os experimentos 16 e 19, isto é para três azimutes (0, 45 e 90 graus) com incidência máxima de 45 graus com 100.000 iterações e cobertura angular do ângulo de incidência de 1 e 2 graus.

Analizando-se a estatística do melhor resultado, ou seja, o teste 19 com base no erro associado ao modelo, obtemos os seguintes valores da média e desvio padrão associados aos 30 melhores resultados deste experimento (tabela 4.8):

		ρ	C_{11}	C_{12}	C_{22}	C_{44}	C_{55}
MODELO		2,32	29,32	10,89	34,11	10,99	9,82
19	Melhor resultado	2,32	29,49	10,99	34,11	11,05	9,83
	Média	2,32	29,48	10,96	34,15	11,04	9,83
	Desvio	0,000	0,016	0,037	0,009	0,007	0,015

Tabela 4.8 – Estatística dos 30 melhores resultados para o experimento com menor erro associado ao modelo.

Podemos notar na tabela 4.8, que a inversão é bastante robusta para a densidade, bem como para os demais parâmetros elásticos, com pequenos valores de desvio padrão, com exceção do parâmetro C_{12} , mesmo assim, com boa performance.

O resultado do excelente ajuste obtido entre os dados observados dos coeficientes de reflexão e os sintéticos obtidos após inversão pode ser visto, através da projeção estereográfica exibida na figura 4.3.

Podemos notar que o ajuste para ângulos de incidência inferiores a 45 graus é excelente, correspondendo a faixa de incidência dos dados observados. Mesmo para ângulos de incidência superiores à 45 graus, que não estavam presentes nos dados observados, o ajuste é bom.

O valor da diferença é muito pequena, na ordem de 10^{-3} , o que está próximo do limite da detecção dos coeficientes de reflexão.

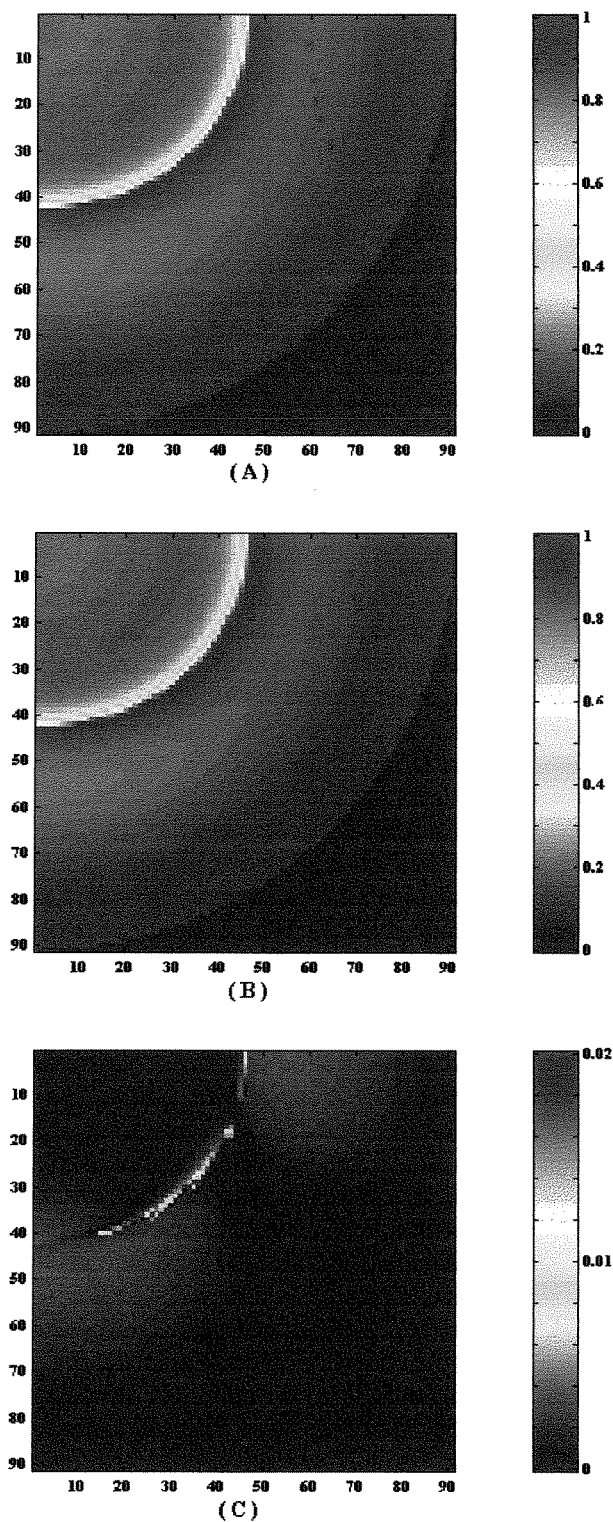


Figura 4.3 – Projeção esterográfica dos coeficientes de reflexão para dos dados “observado” (A) e calculados (B) através da modelagem direta dos parâmetros invertidos. Este dado calculado representa o melhor resultado (menor erro associado ao modelo - teste 19) da inversão de todos os testes efetuados. A imagem (C) é a diferença entre os dados “observados” e calculados.

4.8 – Análise da incerteza da solução (Função de Verossimilhança)

O objetivo da inversão não linear é encontrar o modelo ótimo para um dado sísmico, pela exploração de regiões favoráveis no espaço de modelos. Contudo, é possível encontrar vários modelos que expliquem os dados observados, pois na maioria dos problemas de inversão geofísica convivemos com o problema da não unicidade na solução da inversão.

O algoritmo genético resolve em parte o problema da inversão, já que, este método é independente da informação *a priori* na pesquisa do modelo ótimo; no entanto o problema não está inteiramente resolvido sem a análise da incerteza da solução.

A descrição da solução não é completa sem a atribuição das incertezas da resposta obtida. Deste modo, a formulação estatística do problema inverso é frequentemente atraente para estimar as incertezas dos resultados.

Existem duas abordagens para analisar o problema da não unicidade: um caminho, determinístico, que pesquisa o melhor modelo que se ajusta aos dados observados; e outro, probabilístico, através da formulação de Bayes, e que é utilizada neste trabalho, combinando a informação *a priori* do modelo e os dados com a Função Verossimilhança (definida nos termos da função objetivo) de modo a produzir a probabilidade *a posteriori*.

Portanto, a descrição do espaço de modelos após a análise da Função Verossimilhança é vantajosa. A análise de erros associada com o modelo ótimo é necessária para quantificar o grau de confiabilidade do modelo.

A análise completa dos erros, envolveria o cálculo da Função Verossimilhança para todos modelos possíveis, devido a parametrização do espaço de modelos, o que é uma tarefa exaustiva, do ponto de vista computacional para um espaço de 10^{20} modelos possíveis. Além disso, a LF neste caso, é multi-modal, de ordem seis, não havendo uma forma analítica simples para analisar este domínio multi-dimensional.

Neste trabalho é utilizada um método para estimar a Função Verossimilhança de um problema de inversão não linear, proposto por Basu & Frazer (1990), Frazer & Basu (1990) e Sen & Stoffa (1992). Assumindo que os erros associados aos dados observados são gaussianos, a probabilidade de encontrar a melhor solução do problema de inversão é dada pela seguinte equação 4.6:

$$\delta(m) = \frac{\exp[\phi(m)/2\phi_s^2]}{\sum_j \exp[\phi_j(m)/2\phi_s^2]} \quad 4.6$$

onde,

$\phi(m)$ = função objetivo do modelo m ;

ϕ_s = desvio padrão da distribuição dos valores da função objetivo; e

\sum_j = somatório de todos os modelos gerados.

O procedimento consiste em variar cada parâmetro individualmente, dentro dos limites estabelecidos para cada um destes anteriormente, permanecendo os outros parâmetros fixos no valor do melhor valor estimado.

Desta forma são calculados seis funções de probabilidade, sendo cada uma delas, uma “seção” cortando o espaço de modelos multi-dimensional do melhor modelo invertido.

O resultado de cada Função Verossimilhança é normalizado individualmente e assim a incerteza do modelo pode ser avaliada, mesmo que esta função não leve em conta a correlação entre os parâmetros, pois só é permitido variar um parâmetro de cada vez.

A figura 4.4 mostra os seis parâmetros invertidos no espaço de modelos. Com exceção do parâmetro C_{12} , que não tem uma inflexão bem definida, os demais parâmetros têm a moda bem definida, o que é atestado pelo valor alto do desvio padrão da tabela 4.8.

As curvas mostram que os parâmetros densidade e C_{22} têm a moda muito bem definida, indicando que estes parâmetros estão bem definidos pela inversão AVO e AVA.

Podemos notar o caráter bimodal do parâmetro C_{55} , evidenciando que um processo linearizado de inversão poderia ser trapeado em um mínimo local, a depender da escolha do modelo inicial, mostrando que a técnica de otimização global de inversão é mais adequada para a inversão multi-azimutal dos coeficientes de reflexão quando comparada aos algoritmos linearizados.

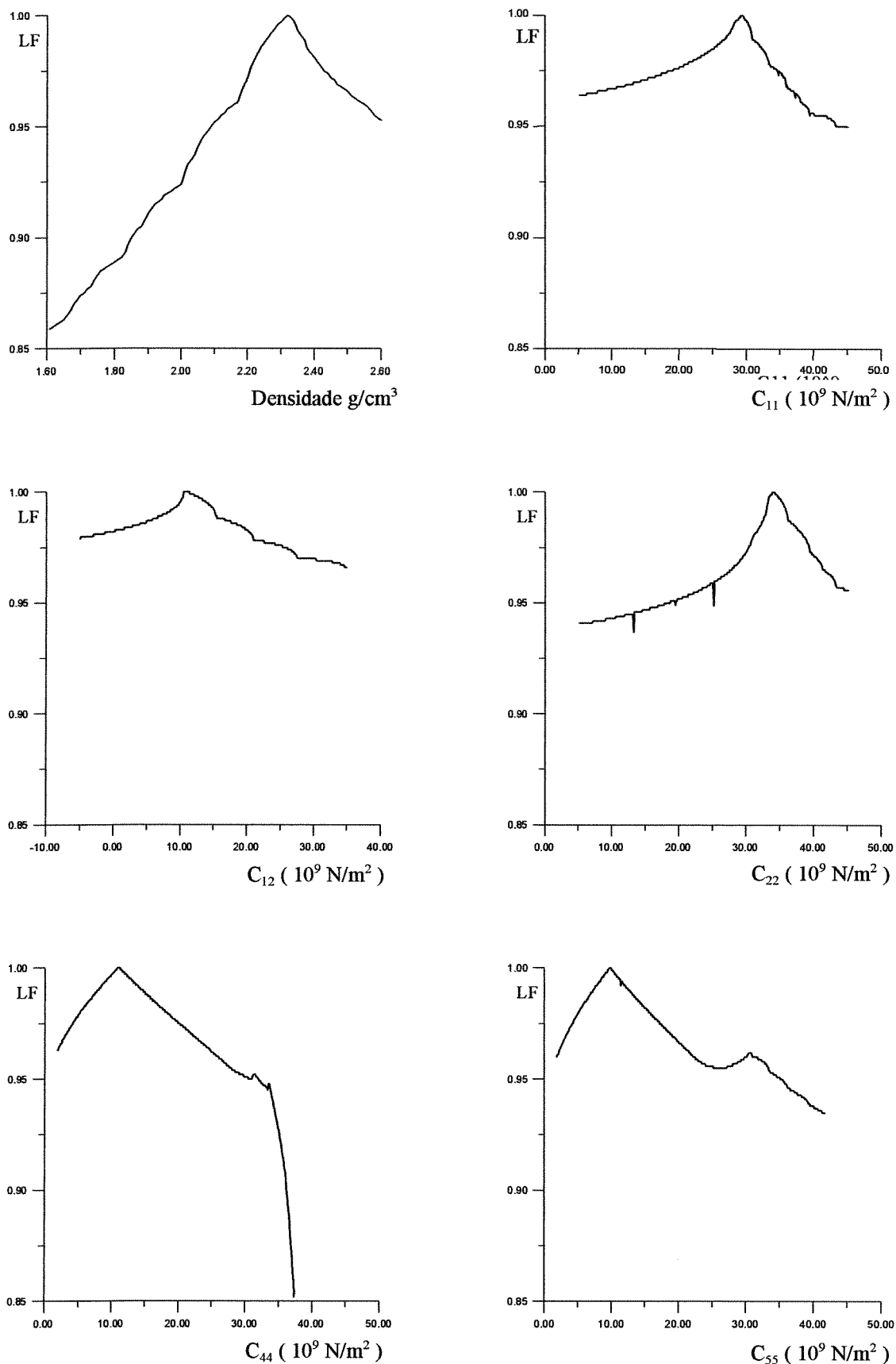


Figura 4.4 – Função Verossimilhança para os seis parâmetros elásticos invertidos. Dados calculados através da equação 4.6 e resultados normalizados para cada parâmetro analisado.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os experimentos mostram que é possível obter informações da densidade e orientação preferencial do fraturamento com uso das ondas qP refletidas. Esta é uma grande vantagem com relação à outras técnicas similares que usam somente a onda qS, pois a aquisição e processamento de ondas qP é mais fácil e robusta na exploração de petróleo.

O aumento da densidade de fraturamento, e o conseqüente aumento da anisotropia da rocha reservatório, causa um aumento na diferença entre os ângulos críticos dos meios fraturados em relação ao meio de referência isotrópico. Esse aumento é proporcional à densidade de fraturamento e pode ser um indicativo dessa importante característica de reservatórios fraturados. A variação do afastamento pode ser da ordem de algumas dezenas a centenas de metros, o que seria observável em levantamentos de superfície multiazimutais.

No modelo estudado, os coeficientes de reflexão R_{pp} têm valores pequenos para baixos ângulos de incidência, crescendo com o aumento da incidência. Por outro lado, os coeficientes R_{ps1} são nulos para incidência normal e crescem lentamente com o aumento do ângulo de incidência. As reflexões R_{ps2} são sempre nulos em meios não fraturados, e aparecem somente em meios fraturados, fora dos planos de simetria.

Os coeficientes de transmissão T_{pp} têm valores elevados próximos à incidência normal e diminuem com o ângulo de incidência, até se anularem após o ângulo crítico. Os coeficientes de transmissão T_{ps1} são nulos para incidência normal e crescem abruptamente no ângulo crítico, exceto para a propagação no plano normal ao fraturamento. Já os coeficientes T_{ps2} são nulos para incidência normal e no plano paralelo ao fraturamento.

Neste estudo, a impedância acústica do meio são dependentes da densidade de fraturamento e razão de aspecto das fraturas. As curvas de AVO e AVA são mais sensíveis ao preenchimento a fratura por gás do que com óleo. O aumento da velocidade das ondas cisalhantes em um reservatório fraturado, acentua a resposta das reflexões, indicando forte dependência frente às variações AVO e AVA.

Os resultados da estimativa dos parâmetros elásticos pelo processo de inversão não linear dos coeficientes de reflexão das ondas compressionais, usando um método de otimização global (algoritmo genético), demonstrou que há necessidade de pelo menos três azimutes para uma inversão satisfatória. Usando somente três azimutes, há necessidade de

afastamentos longos, entretanto com o aumento do número de azimutes, a necessidade de grandes afastamentos diminuem.

Pela característica não determinística deste processo de inversão, os resultados devem ser avaliados segundo o grau de incerteza associado à solução da inversão. A análise probabilística indica que alguns dos parâmetros invertidos obtidos possuem mínimos locais que não seriam bem resolvidos usando por exemplo, uma técnica linear de inversão. Isto demonstra que a técnica de otimização global de inversão é mais adequada para a inversão multi-azimutal dos coeficientes de reflexão.

A inversão mostra-se bastante robusta para a densidade, bem como para os demais parâmetros elásticos, com pequenos valores de desvio padrão. A única exceção é o parâmetro C_{12} , que apresenta um caráter bimodal.

De maneira geral, os resultados mostram a baixa performance para pequeno número de azimutes e para incidência angular próxima à normal. A medida que estes parâmetros aumentam, os erros decrescem, atingindo valores bastante baixos, e a tendência é de que a convergência atinja o valor ótimo procurado.

Neste estudo é possível comparar os valores obtidos com os valores verdadeiros, pois os dados "observados" foram simulados a partir dos coeficientes de reflexão obtidos pela modelagem direta de um modelo pré-concebido.

Na prática, usando esta técnica de inversão, dispomos somente dos valores da função objetivo para avaliar e interpretar os resultados. Neste caso, não podemos avaliar os resultados somente de forma numérica, é necessário ser criterioso na interpretação destes valores. Assim, podemos concluir que menos de três azimutes não é suficiente para suportar uma inversão AVO e AVA, e que baixos ângulos de incidência também não contribuem para uma melhor performance nos valores da função objetivo.

O melhor resultado é obtido com três azimutes (0, 45 e 90 graus), incidência máxima de 45 graus com 100.000 iterações e cobertura angular do ângulo de incidência de 1 e 2 graus. Analisando-se a estatística dos 30 melhores resultados, temos uma convergência excelente, comparado com os parâmetros do modelo que os originou, mesmo para ângulos de incidência superiores à 45 graus, o ajuste é muito bom, levando-se em consideração de que não estavam presentes nos dados observados. O valor do erro é muito pequeno, na ordem de 10^{-3} , o que está próximo do limite da detecção dos coeficientes de reflexão.

Os resultados dos experimentos mostram que é factível o uso de levantamentos sísmicos de superfície multi-azimutais com longos afastamentos para a avaliação de reservatórios fraturados usando as tradicionais ondas compressãoais.

O tempo de CPU neste processo de inversão não é dispendioso nos atuais computadores, demonstrando que é factível experimentos de grande porte.

O algoritmo genético demonstrou ser bastante robusto, sendo apropriado nas mais diversas áreas onde a solução do problema inverso dependa de muitos parâmetros, ou seja em inversões altamente não lineares. Particularmente na área de reservatórios, onde a estimativa das suas propriedades é de fundamental importância, esta técnica têm grande aplicabilidade.

O trabalho aqui apresentado enfocou somente as ondas compressionais como fonte de energia, entretanto há um vasto campo para análise do uso de fontes de ondas cisalhantes.

O modelo de Hudson utilizado é o de fraturas não conectadas, contudo há um modelo mais recente levando em consideração a conexão entre elas, que deve ser avaliado.

Recomenda-se também que outras técnicas de inversão sejam usadas, particularmente uma técnica análoga, o *simulated annealing* e também outros métodos lineares para compará-los com os resultados aqui obtidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abreu, C.E.B.S. & Simões Filho, I.A., 1995. Modelagem sísmica para caracterização de fraturamento. Resumos expandidos da I Conferência Latino-Americana de Geofísica, Rio de Janeiro, 823-826.
- Backus, G.E., 1962. A geometrical picture of anisotropic elastic tensors. *Review of Geophysics and Space Physics* **8**, 633-671.
- Basu, A & Frazer, L.N., 1990. Rapid determination on the critical temperature in simulated annealing inversion, *Science*, **249**, 1409-1412.
- Crampin, S., 1985. Evaluation of anisotropy by shear wave splitting. *Geophysics*, **50**, 142-152.
- Crampin, S., 1993. A review of the effects of crack geometry on wave propagation through aligned cracks. *Canadian Journal of Exploration Geophysics*, **29**, june, 3-17.
- Diaz, A., Glover, F., Ghaziri, H. M., Gonzalez, J. L., Laguna, M., Moscato, P., Tseng, F.. T., 1996. Optimización Heurística y Redes Neuronales. Editorial Paraninfo.
- Frazer, L.N. & Basu, A, 1990. Freeze-bath inversion. Society of Exploration Geophysicists, Sixtieth Annual International meeting and exposition, San Francisco, California. Expanded Abstracts, II, 1123-1125.
- Goldberg, D. E., 1989. Genetic Algorithms in search, optimization and machine learning, Addison-Wesley, Reading, MA.
- Helbig, K., 1994. Foundations of anisotropy for exploration seismics. *Handbook of Geophysical Exploration, Section I - Seismic Exploration*, Helbig & Treitel (eds.), **22**, Pergamon Press.

- Holland, J. H., 1975. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. The University of Michigan Press, Ann Arbor.
- Hudson, J. A., 1980. Overall properties of a cracked solid. *Math. Proc. Camb. Phil. Soc.*, **88**, 371-384.
- Hudson, J. A., 1981. Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, **64**, 133-150.
- Kendall & Davis, 1996. The cost of acquiring shear waves. *The Leading Edge* **15**, 943-944.
- Kim, K. Y.; Wroldstad, K. H. & Aminzadeh, F., 1993. Effects of Transverse Isotropy on P-wave AVO for gas sands. *Geophysics*, **58**, 883-888.
- Lynn, H. B.; Simon, K. M.; Layman, M.; Schneider, R.; Bates, C. R. & Jones, M., 1995. Use of anisotropy in P-wave and S-wave data for fracture characterization in a naturally fractured gas reservoir. *The Leading Edge*, **14**, 887-893.
- Mallick & Frazer, 1991. Reflection and transmission coefficients and azimuthal anisotropy in marine seismic surveys.
- Mallick, S., 1995. Model-based inversion of amplitude-variations-with-offset data using a genetic algorithm, *Geophysics*, **60**, 939-954.
- Postma, G.W., 1955. Wave propagation in a stratified medium. *Geophysics* **20**, 780-806.
- Protázio, J., S., 1994. *Espalhamento elástico em meios anisotrópicos estratificados*. Tese de doutorado. UFPA, Belém, PA.
- Racht, T. D.V. G., 1978. *Fundamental of fracture of fracture reservoir engineering*.
- Sambridge, M. S. & Drijkoningen, G., 1992. Genetic Algorithms in seismic waveform inversion, *Geophysics. Journal International*, **109**, 323-342.

- Schoenberg, M. & Protázio, J. S., 1992. 'Zoeppritz' rationalized and generalized to anisotropy. *Journal of Seismic Exploration*, **1**, 125-144.
- Sen, M. K. & Stoffa, P. L., 1992. Rapid sampling of model. space using genetic algorithm: examples from seismic waveform inversion, *Geophysics. Journal International*, **108**, 281-292.
- Sen, M. K. & Stoffa, P. L., 1995. Global optimization methods in geophysical inversion. Institute for geophysics, The University of Texas at Austin. *Advances in Exploration Geophysics*.
- Stoffa, P. L. & Sen, M. K., 1991. Nonlinear multiparameter optimization using genetic algorithms: inversion of plane-wave seismograms. *Geophysics*, **56**, 1794-1810.
- Wright, J., 1987. The effects of transverse isotropy on reflection amplitude versus offset. *Geophysics*, **52**, 564-567.
- Yilmaz, O., 1987. Seismic data processing. Society of Exploration of Geophysics.

BIBLIOGRAFIA

- Abreu, C.E.B.S., 1995. Uma aplicação de modelagem sísmica: caracterização de fraturas utilizando ondas quase-cisalhantes. Tese de mestrado, UNICAMP, Campinas, SP.
- Aki, K. & Richards, P., 1980. Quantitative seismology. Theory and methods. Freeman, S. Francisco.
- Armstrong, P., Chmela, B., Dodds, K., Esmersoy, C., Hornby, B., Leaney, S., Lynn, H., 1994. The promise of elastic anisotropy. *Oilfield Review*, **10**, 36-47.
- Anderson, B., Bryant, I., Luling, M., Spies, B., Helbig, K., 1994. Oilfield anisotropy. Its origins and electrical characteristics. *Oilfield Review*, **10**, 48-56.
- Cerveny, V., 1986. Seismic waves in anisotropic media. Institute of Geophysics, Charles University, Praga.
- Costa, E., F., 1994. Efeitos das estruturas anisotrópicas nos coeficientes de reflexão em estudos das curvas AVO. Tese de mestrado, PPPG – UFBA, Salvador, BA.
- Crampin, S., 1980. Estimation crack parameters from observations of P-wave velocity anisotropy. *Geophysics*, **45**, 345-360.
- Crampin, S., 1981. A review of wave motions in anisotropic and cracked media. *Wave Motion*, **3**, 343-391.
- Crampin, S., 1984a. An introduction to wave propagation in anisotropic media. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, **76**, 17-28.
- Crampin, S., 1984b. Effective anisotropic elastic constants for wave propagation through cracked solids. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, **76**, 135-145.

- Crampin, S., 1993. A review of the effects of crack geometry on wave propagation through aligned cracks. *Canadian Journal of Exploration Geophysics*, **29**, 3-17.
- Crampin, S. & Chesnokov, E. M., & Hipkin, R. G., 1984. Seismic anisotropy. The state of the art II. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, **76**, 1-16.
- Douma, J., 1988. The effect of the aspect ratio on crack-induced anisotropy. *Geophysical Prospecting*, **36**, 614-632.
- Douma, J., 1989. The representability of cracked media by periodically layered media. *Geophysical Prospecting*, **37**, 831-849.
- Drijkoningen, G. G. & White, R. S., 1995. Seismic velocity structure of oceanic crust by inversion using genetic algorithms. *Geophysical Journal International*, **123**, 653-664.
- Gatliff, R.W. et al., 1994. The geology of Central North Sea. British Geological Survey.
- Goldberg, D. E., 1990. A note on the Boltzman tournament selection for genetic algorithms and population oriented simulated annealing: *Complex Systems*, **4**, 445-460.
- Goldberg, D. E. & Segrest, P., 1987. Finite Markov chain analysis of Genetic Algorithms, in genetic algorithms and their application: Proceeding of second international conference on genetic algorithm, J.J. Grefenstette, ed., 1-8.
- Grechka, V., 1996. Transverse isotropy versus lateral heterogeneity in inversion of P-wave reflection traveltimes. Colorado School of Mines.
- Hudson, J. A., 1991. Overall properties of heterogeneous material. *Geophysics Journal International*, **107**, 505-511.
- Jin, S. & Madariaga, R., 1993. Background velocity inversion with a genetic algorithm, *Geophysics Res. Lett.*, **20**, 93-96.

- Key, S. C., Soiland, G. V., Raymondi, M. J. & Agarwal B., 1996. Post-Jurassic stress field orientation from statistical fault analysis Norwegian Central Trough. EAGE 58th Conference and Technical Exhibition – Amsterdam, The Netherlands.
- Key, S. C., Soiland, G.V., Crabtree, B. J. & Allen, L. R., 1996. Ekofisk field reservoir characterization to reservoir monitoring on a giant Chalk reservoir. EAGE 58th Conference and Technical Exhibition –Amsterdam, The Netherlands.
- Lee, Journal M. & Alexander, S. S., 1995. Seismic anisotropy caused by rock fabric. *Geophysics Journal International*, **122**, 705-718.
- Li, X.-Y., Kuhnel, T. and MacBeth, C., 1996. Converted-wave AVO in fracture media and implications. EAGE 58th Conference. Amsterdam, The Netherlands.
- Li, X.-Y., 1997, Viability of azimuthal variation in P-wave moveout for fracture detection.
- Mencke, W., 1989. Geophysical data analysis: Discrete inverse theory. Academic Press, Orlando.
- Neves, F. A. Inversão de Velocidade e Anisotropia Sísmica. Tese de doutorado, University of Cambridge, Cambridge
- Peacock, S. & Hudson, J. A., 1990. Seismic properties of rocks with distributions of small cracks. *Geophysics*, **102**, 471-484.
- Rosalba, J. F., 1995. Uma investigação da parametrização na inversão dos tempos de birrefringência em materiais sólidos fraturados. UNICAMP, Campinas, SP.
- Ruger, A., 1996. Analytic insight into shear-wave AVO for fractured reservoirs. Colorado School of Mines.
- Ruger, A., 1996. Variation of P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media. Colorado School of Mines.

- Ruger, A., 1997. P-wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry. *Geophysics*, **62**, 713-722.
- Santos, P. R., 1994. Inversão elástica 1-D utilizando algoritmos genéticos. Tese de mestrado, PPPG-UFBA, Salvador - BA.
- Simões, Filho. I. A., 1992. Modelagem e inversão de tempos de trânsito em meios heterogêneos anisotrópicos fatorados. Tese de doutorado, PPPG – UFBA, Salvador, BA.
- Schoenberg, M. & Douma, J., 1988. Elastic wave propagation in media with parallel fractures and aligned cracks. *Geophysical Prospecting*, **36**, 571-590.
- Sen, M. K. & Stoffa, P. L., 1992. Rapid sampling of model. space using genetic algorithm: examples from seismic waveform inversion, *Geophysics. Journal International*, **108**, 281-292.
- Sen, M. & Stoffa, P. L., 1996. Bayesian inference, Gibbs sampler and uncertainty estimation in geophysical inversion. *Geophysical Prospecting*, **44**, 313-350.
- Sheriff, R. E. & Geldart, L. P., 1995. *Exploration seismology*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Smith, M. L., Fischer, T. L., Scales, J. A., 1991. Amoco Research Center. *Society of Exploration Geophysics*, 738-741.
- Tatham, R. H. & McCormack, D., 1993. Multicomponent seismology in petroleum exploration. *Investigations in Geophysics series*, **6**.
- Thedy, F. A . C., 1994. Traçado de raios através dos algoritmos genéticos. Tese de mestrado, PPPG-UFBA, Salvador – BA.
- Thomsen, L., 1986. Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, **51**, 1954-1966.

- Thomsen, L., 1995. Elastic anisotropy due to aligned cracks in porous rock. *Geophysical Prospecting*, **43**, 805-829.
- Tinen, J. S., 1997. Relatório de viagem técnica. EAP Edinburgh Anisotropy Project. Edimburgo, Escócia, relatório PETROBRÁS.
- Winterstein, D. F., 1990. Velocity anisotropy terminology for geophysicists. *Geophysics*, **55**, 1070-1088.
- Xu, S. & et all., 1990. Elastic Wave propagation in a cracked solid with hexagonal system. Royal School of Mines, EAGE Meeting, Copenhagen.

ANEXO 1

PARÂMETROS ELÁSTICOS EQUIVALENTES DOS MODELOS DO MAR DO NORTE

17,51	13,50	13,50	0	0	0	17,45	13,45	13,45	0	0	0
13,50	17,52	13,50	0	0	0	13,45	17,48	13,46	0	0	0
13,50	13,50	17,52	0	0	0	13,45	13,46	17,48	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

17,38	13,39	13,39	0	0	0	17,30	17,34	13,34	0	0	0
13,39	17,44	13,42	0	0	0	13,34	17,40	13,37	0	0	0
13,39	13,42	17,44	0	0	0	13,34	13,37	17,40	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50
$\gamma = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.1-A: $\gamma = 0,001$, $V_s = 983$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

17,51	10,49	10,49	0	0	0	17,45	10,45	10,45	0	0	0
10,49	17,52	10,49	0	0	0	10,45	17,50	10,47	0	0	0
10,49	10,49	17,52	0	0	0	10,45	17,47	17,50	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

17,38	10,41	10,41	0	0	0	17,30	10,36	10,36	0	0	0
10,41	17,47	10,44	0	0	0	10,36	17,45	10,42	0	0	0
10,41	10,44	17,47	0	0	0	10,36	10,42	17,45	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,58
$\gamma = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.1-B: $\gamma = 0,001$, $V_s = 1300$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

17,38	13,40	13,40	0	0	0
13,40	17,44	13,42	0	0	0
13,40	13,42	17,44	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0
0	0	0	0	0	1,97

$\varepsilon = 1 \%$

16,84	12,98	12,98	0	0	0
12,98	17,12	13,10	0	0	0
12,98	13,10	17,12	0	0	0
0	0	0	2,10	0	0
0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,82

$\varepsilon = 5 \%$

16,19	12,48	12,48	0	0	0
12,48	16,73	12,71	0	0	0
12,48	12,71	16,73	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0
0	0	0	0	0	1,65

$\varepsilon = 10 \%$

15,59	12,02	12,02	0	0	0
12,02	16,38	12,36	0	0	0
12,02	12,36	16,38	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,50

$\varepsilon = 15 \%$

ANEXO 1.2-A: $\gamma = 0,01$, $V_s = 983$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

17,39	10,42	10,42	0	0	0
10,42	17,48	10,45	0	0	0
10,42	10,45	17,48	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0
0	0	0	0	0	3,44

$\varepsilon = 1 \%$

16,86	10,10	10,10	0	0	0
10,10	17,29	10,26	0	0	0
10,10	10,26	17,29	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0

$\varepsilon = 5 \%$

16,22	9,72	9,72	0	0	0
9,72	17,06	10,03	0	0	0
9,72	10,03	17,06	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,86	0
0	0	0	0	0	2,86

$\varepsilon = 10 \%$

15,62	9,36	9,36	0	0	0
9,36	16,84	9,81	0	0	0
9,36	9,81	16,84	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,58

$\varepsilon = 15 \%$

ANEXO 1.2-B: $\gamma = 0,01$, $V_s = 1300$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

16,97	13,08	13,08	0	0	0
13,08	17,20	13,18	0	0	0
13,08	13,18	17,20	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0
0	0	0	0	0	1,97

$\varepsilon = 1 \%$

15,03	11,59	11,59	0	0	0
11,59	16,05	12,03	0	0	0
11,59	12,03	16,05	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,82

$\varepsilon = 5 \%$

13,27	10,23	10,23	0	0	0
10,23	15,00	10,98	0	0	0
10,23	10,98	15,00	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0
0	0	0	0	0	1,65

$\varepsilon = 10 \%$

12,24	9,43	9,43	0	0	0
9,43	14,39	10,37	0	0	0
9,43	10,37	14,39	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,50

$\varepsilon = 15 \%$

ANEXO 1.3-A: $\gamma = 0,05$, $V_s = 983$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

17,04	10,20	10,20	0	0	0	15,26	9,14	9,14	0	0	0
10,20	17,35	10,32	0	0	0	9,14	16,72	9,69	0	0	0
10,20	10,32	17,35	0	0	0	9,14	9,69	16,72	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

13,47	8,07	8,07	0	0	0	12,14	7,27	7,27	0	0	0
8,07	16,07	9,04	0	0	0	7,27	15,60	8,57	0	0	0
8,07	9,04	16,07	0	0	0	7,27	8,57	15,60	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.3-B: $\gamma = 0,05$, $V_s = 1300$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

16,65	12,83	12,83	0	0	0	13,89	10,70	10,70	0	0	0
12,83	17,01	12,99	0	0	0	10,70	15,36	11,34	0	0	0
12,83	12,99	17,01	0	0	0	10,70	11,34	15,36	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

12,12	9,34	9,34	0	0	0	12,23	9,42	9,42	0	0	0
9,34	14,31	10,30	0	0	0	9,42	14,38	10,36	0	0	0
9,34	10,30	14,31	0	0	0	9,42	10,36	14,38	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.4-A: $\gamma = 0,10$, $V_s = 983$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

16,80	10,06	10,06	0	0	0	14,33	8,58	8,58	0	0	0
10,06	17,27	10,24	0	0	0	8,58	16,38	9,35	0	0	0
10,06	10,24	17,27	0	0	0	8,58	9,35	16,38	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

12,16	7,28	7,28	0	0	0	11,04	6,61	6,61	0	0	0
7,28	15,60	8,57	0	0	0	6,61	15,20	8,17	0	0	0
7,28	8,57	15,60	0	0	0	6,61	8,17	15,20	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.4-B: $\gamma = 0,10$, $V_s = 1300$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

16,10	12,41	12,41	0	0	0
12,41	16,68	12,66	0	0	0
12,41	12,66	16,68	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0
0	0	0	0	0	1,97

$\varepsilon = 1 \%$

12,49	9,63	9,63	0	0	0
9,63	14,54	10,52	0	0	0
9,63	10,52	14,54	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,82

$\varepsilon = 5 \%$

12,69	9,78	9,78	0	0	0
9,78	14,66	10,64	0	0	0
9,78	10,34	14,66	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0
0	0	0	0	0	1,65

$\varepsilon = 10 \%$

18,12	13,97	13,97	0	0	0
13,97	17,88	13,86	0	0	0
13,97	13,86	17,88	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,50

$\varepsilon = 15 \%$

ANEXO 1.5-A: $\gamma = 0,30$, $V_s = 983$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

16,47	9,86	9,86	0	0	0
9,86	17,15	10,12	0	0	0
9,86	10,12	17,15	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0
0	0	0	0	0	3,44

$\varepsilon = 1 \%$

13,15	7,88	7,88	0	0	0
7,88	15,96	8,93	0	0	0
7,88	8,93	15,96	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,17

$\varepsilon = 5 \%$

11,06	6,62	6,62	0	0	0
6,62	15,21	8,18	0	0	0
6,62	8,18	15,21	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,86	0
0	0	0	0	0	2,86

$\varepsilon = 10 \%$

11,27	6,75	6,75	0	0	0
6,75	15,28	8,25	0	0	0
6,75	8,25	15,28	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,58

$\varepsilon = 15 \%$

ANEXO 1.5-B: $\gamma = 0,30$, $V_s = 1300$ m/s, óleo (Referente à tabela 3.2)

15,46	11,92	11,92	0	0	0
11,92	16,30	12,28	0	0	0
11,92	12,28	16,30	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0
0	0	0	0	0	1,97

$\varepsilon = 1 \%$

11,94	9,20	9,20	0	0	0
9,20	14,21	10,19	0	0	0
9,20	10,19	14,21	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,82

$\varepsilon = 5 \%$

18,20	14,02	14,02	0	0	0
14,02	17,92	13,90	0	0	0
14,02	13,90	17,92	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0
0	0	0	0	0	1,65

$\varepsilon = 10 \%$

36,30	27,97	27,97	0	0	0
27,97	28,68	24,66	0	0	0
27,97	24,66	28,68	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,50

$\varepsilon = 15 \%$

ANEXO 1.6-A: $\gamma = 0,001$, $V_s = 983$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

15,46	11,92	11,92	0	0	0	11,94	9,20	9,20	0	0	0
11,92	16,30	12,28	0	0	0	9,20	14,21	10,19	0	0	0
11,92	12,28	16,30	0	0	0	9,20	10,19	14,21	0	0	0
0	0	0	2,001	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

18,20	14,02	14,02	0	0	0	36,30	27,97	27,97	0	0	0
14,02	17,92	13,90	0	0	0	27,97	28,68	24,66	0	0	0
14,02	13,90	17,92	0	0	0	27,97	24,66	28,68	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.6-B: $\gamma = 0,01$, $V_s = 983$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

15,46	11,92	11,92	0	0	0	11,94	9,20	9,20	0	0	0
11,92	16,30	12,28	0	0	0	9,20	14,21	10,19	0	0	0
11,92	12,28	16,30	0	0	0	9,20	10,19	14,21	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

18,20	14,02	14,02	0	0	0	36,30	27,97	27,97	0	0	0
14,02	17,92	13,90	0	0	0	27,97	28,68	24,66	0	0	0
14,02	13,90	17,92	0	0	0	27,97	24,66	28,68	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.6-C: $\gamma = 0,05$, $V_s = 983$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

15,46	11,92	11,92	0	0	0	11,94	9,20	9,20	0	0	0
11,92	16,30	12,28	0	0	0	9,20	14,21	10,19	0	0	0
11,92	12,28	16,30	0	0	0	9,20	10,19	14,21	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82	0
0	0	0	0	0	1,97	0	0	0	0	0	1,82
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					

18,20	14,02	14,02	0	0	0	36,30	27,97	27,97	0	0	0
14,02	17,92	13,90	0	0	0	27,97	28,68	24,66	0	0	0
14,02	13,90	17,92	0	0	0	27,97	24,66	28,68	0	0	0
0	0	0	2,01	0	0	0	0	0	2,01	0	0
0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50	0
0	0	0	0	0	1,65	0	0	0	0	0	1,50
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.6-D: $\gamma = 0,10$, $V_s = 983$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

16,15	9,67	9,67	0	0	0	12,23	7,33	7,33	0	0	0
9,67	17,03	10,00	0	0	0	7,33	15,63	8,60	0	0	0
9,67	10,00	17,03	0	0	0	7,33	8,60	15,63	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					
10,93	6,54	6,54	0	0	0	13,61	8,15	8,15	0	0	0
6,54	15,16	8,13	0	0	0	8,15	16,12	9,09	0	0	0
6,54	8,13	15,16	0	0	0	8,15	9,09	16,12	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.7-A: $\gamma = 0,001$, $V_s = 1300$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

16,15	9,67	9,67	0	0	0	12,23	7,33	7,33	0	0	0
9,67	17,03	10,00	0	0	0	7,33	15,63	8,60	0	0	0
9,67	10,00	17,03	0	0	0	7,33	8,60	15,63	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					
10,93	6,54	6,54	0	0	0	13,61	8,15	8,15	0	0	0
6,54	15,16	8,13	0	0	0	8,15	16,12	9,09	0	0	0
6,54	8,13	15,16	0	0	0	8,15	9,09	16,12	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	6,35	0	0
0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.7-B: $\gamma = 0,01$, $V_s = 1300$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

16,15	9,67	9,67	0	0	0	12,23	7,32	7,32	0	0	0
9,67	17,03	10,00	0	0	0	7,32	15,63	8,60	0	0	0
9,67	10,00	17,03	0	0	0	7,32	8,60	15,63	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,44	0	0	0	0	0	3,17
$\varepsilon = 1 \%$						$\varepsilon = 5 \%$					
10,93	6,54	6,54	0	0	0	13,61	8,15	8,15	0	0	0
6,54	15,16	8,13	0	0	0	8,15	16,12	9,09	0	0	0
6,54	8,13	15,16	0	0	0	8,15	9,09	16,12	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0	0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,86	0	0	0	0	0	2,58
$\varepsilon = 10 \%$						$\varepsilon = 15 \%$					

ANEXO 1.7-C: $\gamma = 0,05$, $V_s = 1300$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

16,15	9,67	9,67	0	0	0
9,67	17,03	10,00	0	0	0
9,67	10,00	17,03	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,44	0
0	0	0	0	0	3,44

$\varepsilon = 1 \%$

12,23	7,33	7,33	0	0	0
7,33	15,63	8,60	0	0	0
7,33	8,60	15,63	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	3,17	0
0	0	0	0	0	3,17

$\varepsilon = 5 \%$

10,93	6,54	6,54	0	0	0
6,54	15,16	8,13	0	0	0
6,54	8,13	15,16	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,86	0
0	0	0	0	0	2,86

$\varepsilon = 10 \%$

13,61	8,15	8,15	0	0	0
8,15	16,12	9,09	0	0	0
8,15	9,09	16,12	0	0	0
0	0	0	3,51	0	0
0	0	0	0	2,58	0
0	0	0	0	0	2,58

$\varepsilon = 15 \%$

ANEXO 1.7-D: $\gamma = 0,10$, $V_s = 1300$ m/s, gás (Referente à tabela 3.2)

7,99	0,42	0,42	0	0	0
0,42	10,43	0,54	0	0	0
0,42	0,54	10,43	0	0	0
0	0	0	4,94	0	0
0	0	0	0	4,34	0
0	0	0	0	0	4,34

$\varepsilon = 5 \%$

6,25	0,33	0,33	0	0	0
0,33	10,42	0,54	0	0	0
0,33	0,54	10,42	0	0	0
0	0	0	4,94	0	0
0	0	0	0	3,83	0
0	0	0	0	0	3,83

$\varepsilon = 10 \%$

4,86	0,26	0,26	0	0	0
0,26	10,42	0,54	0	0	0
0,26	0,54	10,42	0	0	0
0	0	0	4,94	0	0
0	0	0	0	3,07	0
0	0	0	0	0	3,07

$\varepsilon = 20 \%$

ANEXO 1.8 : $\gamma = 0,01$, gás (Referente à tabela 3.3)